

SENATO DELLA REPUBBLICA

————— XVIII LEGISLATURA —————

Doc. XV
n. 224

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

**sulla gestione finanziaria degli Enti sottoposti a controllo
in applicazione della legge 21 marzo 1958, n. 259**

ENEL SOCIETÀ PER AZIONI (ENEL Spa)

(Esercizio 2018)

—————
Comunicata alla Presidenza il 26 novembre 2019
—————

VOLUME I

PAGINA BIANCA

INDICE
—**VOLUME I**

Determinazione della Corte dei conti n. 121/2019 del 12 novembre 2019	<i>Pag.</i>	VII
Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria di ENEL – Società per Azioni per l'esercizio 2018	»	IX

DOCUMENTI ALLEGATI*Esercizio 2018:*

Relazione sulla gestione	»	147
Bilancio consuntivo	»	517

VOLUME II

Relazione del Collegio sindacale	»	603
----------------------------------------	---	-----

PAGINA BIANCA



CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

DETERMINAZIONE E RELAZIONE SUL RISULTATO DEL
CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE
FINANZIARIA DI ENEL SOCIETÀ PER AZIONI
(ENEL S.P.A.)

ESERCIZIO FINANZIARIO 2018

Relatore: Consigliere Carlo Alberto Manfredi Selvaggi

Ha collaborato
per l'istruttoria e l'elaborazione dei dati
il dr. Giuseppe Tolomei

Determinazione n. 121/2019



CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

Nell'adunanza del 12 novembre 2019;

visto l'art 100, comma secondo, della Costituzione;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con r.d. 12 luglio 1934, n. 1214;

viste le leggi 21 marzo 1958, n. 259 e 14 gennaio 1994, n. 20;

visto l'art. 1 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 con il quale l'Enel è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti con le modalità previste dall'art. 12 della citata legge n. 259 del 1958;

visto il decreto legge 11 luglio 1992, n. 333, convertito con modificazioni nella legge 8 agosto 1992, n. 359 che ha disposto la trasformazione di Enel in società per azioni (Enel S.p.A.);

visti i bilanci di esercizio e consolidato di Enel S.p.a. al 31 dicembre 2018, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte in adempimento dell'art. 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore, Consigliere Carlo Alberto Manfredi Selvaggi e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti e agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per l'esercizio 2018;

ritenuto che, assolte così le prescrizioni di legge, possano, a norma dell'art. 7 della citata legge n. 259 del 1958, comunicarsi alle dette Presidenze i bilanci di esercizio e consolidato - corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione - e la relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce quale parte integrante;

**CORTE DEI CONTI**

P. Q. M.

comunica, a norma dell'art. 7 della n. 259 del 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con i bilanci di esercizio e consolidato per l'esercizio 2018 - corredati dalle relazioni degli organi amministrativi e di revisione - l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della medesima.

ESTENSORE

Carlo Alberto Manfredi Selvaggi

PRESIDENTE

Enrica Laterza

Depositata in segreteria

25 NOV. 2019

**Il Dirigente
Dott. Gino Galli**
PER COPIA CONFORME

INDICE

PREMESSA	1
1.- AMBITO DI AZIONE, ASSETTI PROPRIETARI E STRUTTURA ORGANIZZATIVA DEL GRUPPO ENEL	2
1.1 - L'ambito di azione e gli assetti proprietari	2
1.2 - La struttura organizzativa	4
2. - IL GOVERNO SOCIETARIO E GLI ORGANI	5
2.1 - Il sistema di <i>Corporate Governance</i>	5
2.2 - L'Assemblea degli azionisti	6
2.3 - Il Consiglio di amministrazione	7
2.4 - I Comitati	8
2.5 - I controlli	9
2.5.1 - Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi	9
2.5.2 - La revisione legale	10
2.5.3 - Il Collegio sindacale	11
2.6 - I compensi	13
2.6.1 - Compensi dei componenti non esecutivi del Consiglio di amministrazione	13
2.6.2 - Compensi del Presidente e dell'Amministratore delegato-Direttore generale	14
2.6.3 - Compensi dei componenti il Collegio sindacale	17
2.6.4 - Compensi dei Dirigenti con responsabilità strategiche	18
2.6.5 - La relazione sulla remunerazione ai sensi dell'art. 123-ter del TUF	18
3. - LE RISORSE UMANE	20
3.1 - Consistenza e costo del personale	20
3.2 - Remunerazione e sistema di incentivazione del <i>management</i>	24
3.3 - Salute e sicurezza dei lavoratori	25
3.4 - Consulenze	26
4. - IL PIANO INDUSTRIALE E DEGLI INVESTIMENTI	29
4.1 - Linee guida del piano strategico 2019-2021	29
4.2 - I fatti di gestione più rilevanti	31
4.2.1 - Fatti di rilievo del 2018	31
4.2.2 - Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio	44
5. - IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA	50
5.1 - Il mercato dell'energia elettrica	50
5.2 - Le tariffe	52
6. - IL CONTENZIOSO DEL GRUPPO ENEL	53
6.1 - Contenzioso in materia ambientale	53
6.2 - Contenzioso in materia previdenziale	57
6.3 - Contenzioso con la clientela	58
6.4 - Contenzioso con partner commerciali, fornitori e concorrenti	59
6.5 - Contenzioso con produttori di energia elettrica	61
6.6 - Contenzioso in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche	62
6.7 - Procedimenti <i>antitrust</i>	63
6.8 - Contenzioso relativo a società estere	63
7. - OPEN FIBER	65
7.1 - Evoluzione e mission di Open Fiber S.p.A.	65
7.2 - Integrazione tra OF e Metroweb	65

7.3 - Assetto attuale.....	67
7.4 - Aspetti rilevanti dell'attività di OF.....	67
7.4.1 - I Piani industriali di OF	67
7.4.2 - Principali finanziamenti a servizio dei Piani industriali.....	69
8. - RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DI ENEL S.P.A.....	70
8.1 - Il bilancio d'esercizio	70
8.2 - Notazioni generali.....	70
8.2.1 - La gestione economica	73
8.2.2 - La gestione patrimoniale	74
8.2.3 - La gestione finanziaria	76
8.3 - Lo stato patrimoniale.....	78
8.4 - Il conto economico	90
9. - RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DEL GRUPPO ENEL	94
9.1 - Il bilancio consolidato.....	94
9.2 - Notazioni generali.....	98
9.3 - Lo stato patrimoniale consolidato	100
9.4 - Il conto economico consolidato.....	110
9.5 - Ulteriori analisi sulla struttura economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo...122	
9.5.1 - La gestione economica	122
9.5.2 - La gestione patrimoniale	124
9.5.3 - La gestione finanziaria	125
10. - L'ANDAMENTO DEL TITOLO ENEL E DEL RATING DEL GRUPPO.....	130
10.1 - Elementi di contesto: l'andamento dei mercati finanziari in Europa, con particolare riferimento al settore delle <i>utilities</i>	130
10.2 - L'andamento del titolo Enel	130
10.3 - Andamento del <i>rating</i> del Gruppo Enel.....	131
11. - CONCLUSIONI	133

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Compensi del Presidente e dell' Amministratore delegato-Direttore generale	17
Tabella 2 - Compensi dei componenti il Collegio sindacale.....	18
Tabella 3 - Organico Gruppo Enel (Italia + Estero).....	20
Tabella 4 - Esodo incentivato - Cessazioni consensuali incentivate	21
Tabella 5 - Organico Gruppo Enel per area di attività (Italia + Estero)	21
Tabella 6 - Organico Gruppo Enel per categorie professionali (Italia + Estero).....	22
Tabella 7 - Costo complessivo del personale Gruppo Enel (Italia + Estero)	22
Tabella 8 - Costo complessivo del personale Gruppo Enel (Italia).....	23
Tabella 9 - Costo complessivo del personale Gruppo Enel (Estero)	23
Tabella 10 - Costo unitario medio del personale Gruppo Enel (Italia + Estero).....	24
Tabella 11 - Consistenza del personale Enel S.p.A.	24
Tabella 12 - Costo del personale Enel S.p.A.....	24
Tabella 13 - Consulenze per tipologia.....	28
Tabella 14 - Consulenze per importo	28
Tabella 15 - Il mercato dell' Energia elettrica.....	50
Tabella 16 - Sintesi dei dati elettrici in Italia	51
Tabella 17 - Andamento dei prezzi di vendita dell' energia elettrica in Italia.....	51
Tabella 18 - Bilancio di esercizio - Dati di sintesi	71
Tabella 19 - Sintesi della gestione economica	73
Tabella 20 - Sintesi della gestione patrimoniale	74
Tabella 21 - Sintesi della gestione finanziaria	76
Tabella 22 - Indebitamento finanziario netto complessivo	78
Tabella 23 - Stato patrimoniale - Enel S.p.A.....	79
Tabella 24 - Partecipazioni	80
Tabella 25 - Attività finanziarie non correnti.....	82
Tabella 26 - Contratti derivati	82
Tabella 27 - Altre attività non correnti.....	83
Tabella 28 - Attività correnti.....	84
Tabella 29 - Finanziamenti a lungo termine.....	87
Tabella 30 - Movimentazione del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine.....	87
Tabella 31 - Contratti derivati inclusi nelle Passività finanziarie non correnti.....	88
Tabella 32 - Conto economico - Enel S.p.A.	91
Tabella 33 - Bilancio consolidato - Sintesi.....	100
Tabella 34 - Stato patrimoniale consolidato: Attività	101
Tabella 35 - Crediti commerciali	104
Tabella 36 - Movimentazione del Fondo Svalutazione Crediti.....	105
Tabella 37 - Stato patrimoniale consolidato: Passività e Patrimonio netto	106
Tabella 38 - Conto economico consolidato.....	112
Tabella 39 - Provenienza geografica dei ricavi delle vendite e delle prestazioni.....	115
Tabella 40 - Risultati operativi	123
Tabella 41 - Riepilogo dei risultati economici per area di attività	123
Tabella 42 - Ricavi per tipologia	124
Tabella 43 - Costi operativi per tipologia	124
Tabella 44 - Sintesi della struttura patrimoniale	125

Tabella 45 - Sintesi della gestione finanziaria	126
Tabella 46 - Indebitamento finanziario netto complessivo	127
Tabella 47 - Indebitamento verso banche e mercato obbligazionario (Debito lordo)	128
Tabella 48 - Andamento del <i>rating</i> del Gruppo Enel	132

INDICE DEI GRAFICI

Grafico 1 - Andamento dell'indebitamento finanziario netto	129
Grafico 2 - Andamento del titolo Enel nel 2018	131

PREMESSA

Con la presente relazione, la Corte dei conti riferisce al Parlamento, a norma dell'art. 7 della legge 21 marzo 1958, n. 259, il risultato del controllo eseguito, con le modalità di cui all'art. 12 della stessa legge, sulla gestione finanziaria di Enel S.p.A. per l'esercizio 2018, dando altresì notizia dei fatti di gestione più rilevanti intervenuti sino alla data corrente.

Per le questioni per le quali non si sono verificati mutamenti si fa rinvio alle relazioni precedenti¹.

¹ Cfr., da ultimo, Relazione concernente l'esercizio 2017, approvata con Determinazione n. 101 in data 25 ottobre 2018 (in Atti parlamentari, XVIII Legislatura, Camera dei Deputati - Senato della Repubblica - Doc. XV n. 80).

1.- AMBITO DI AZIONE, ASSETTI PROPRIETARI E STRUTTURA ORGANIZZATIVA DEL GRUPPO ENEL

1.1 - L'ambito di azione e gli assetti proprietari

Enel S.p.A. (di seguito, anche "la Società" o "Enel") opera, principalmente, come *Holding* di partecipazioni, nei settori dell'energia elettrica, dell'idrico, della tutela dell'ambiente, delle comunicazioni, dei servizi multimediali e interattivi, delle strutture a rete, nonché negli altri settori a questi attinenti, contigui o connessi, mediante l'assunzione e la gestione di partecipazioni e interessenze in società e imprese italiane o straniere (art. 4 dello Statuto sociale).

Il Gruppo Enel è presente, attraverso quasi 1.000 società controllate o partecipate, in 55 Paesi di 5 continenti, dove conta complessivamente circa 72,9 milioni di clienti²; nel 2018 ha gestito impianti per oltre 85 GW³ di capacità installata, che hanno generato 250,3 TWh⁴ di energia elettrica, collocandosi fra le principali aziende elettriche europee in termini di capacità installata, numero di clienti ed EBITDA⁵.

In Italia Enel detiene la *leadership* nel mercato dell'energia elettrica, con una capacità installata di circa 28 GW, una produzione di 53,2 TWh e circa 26 milioni di clienti; si colloca, altresì, in posizione rilevante nel mercato della vendita al dettaglio di gas naturale tramite Enel Energia S.p.A. con una quota del 7,8 per cento⁶, pari a 4,4 miliardi di metri cubi di gas venduto e a 4,1 milioni di clienti circa. Analoghe posizioni riveste nel mercato elettrico e del gas in Spagna, attraverso Endesa S.A. (d'ora in poi, soltanto Endesa)⁷.

La durata della Società è fissata al 31 dicembre 2100, salvo proroghe.

Al 31 dicembre 2018 il capitale sociale, interamente versato, era rappresentato da n. 10.166.679.946 azioni ordinarie nominative del valore nominale di 1 euro ciascuna, interamente

² Dato aggiornato al 31 dicembre 2018, riferito ai clienti finali della rete.

³ Giga Watt (miliardi di watt).

⁴ Terawattora (miliardi di kilowattora).

⁵ *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* - cfr. *infra* paragrafo 8.2 e seguenti.

⁶ Ove si consideri anche Enel Trade, la quota di mercato sale all'11 per cento.

⁷ Trattasi della *Holding* di partecipazioni che opera nel mercato iberico (Spagna e Portogallo), controllata, con una quota del 70,10 per cento, da Enel Iberoamérica S.r.l., a sua volta integralmente posseduta da Enel.

liberate e assistite dal diritto di voto, con una quota in capo al mercato (il c.d. “flottante”) pari al 76,4 per cento circa, tra investitori istituzionali e privati⁸.

Significativa è la presenza di numerosi piccoli risparmiatori (circa 800.000), i quali possedevano, alla suddetta data, una quota complessiva pari al 18,8 per cento circa del capitale.

In relazione alla clausola statutaria (art. 6.1) che prevede il limite di possesso azionario (e di voto) al 3 per cento del capitale sociale⁹, salvo che per lo Stato italiano e gli enti pubblici da questo controllati¹⁰, va evidenziato che dalle risultanze del libro dei soci e dalle comunicazioni effettuate alla Consob è risultato, alla suddetta data, un solo investitore istituzionale in possesso di una partecipazione superiore a tale limite, pari al 4,8 per cento circa del capitale sociale.

A norma dell’art. 3, ultimo comma, del decreto legge n. 332 del 1994 convertito dalla legge n. 474 del 1994, detta clausola statutaria è destinata a decadere laddove il suddetto limite percentuale sia superato in seguito all’effettuazione di un’offerta pubblica di acquisto (OPA), in conseguenza della quale l’offerente venga a detenere una partecipazione almeno pari al 75 per cento del capitale sociale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli amministratori.

Assume, dunque, particolare rilievo la circostanza che, a partire dall’aprile 2016, a seguito dell’operazione di integrazione di Enel Green Power, la partecipazione del Ministero dell’economia e delle finanze – pur essendo rimasto invariato il numero complessivo di azioni ordinarie con diritto di voto detenute (n. 2.397.856.331) – si è ridotta dal 25,50 per cento al 23,585 per cento del capitale sociale.

Si evidenzia, infine, che a decorrere dal 7 giugno 2014¹¹, non trova più applicazione nei riguardi di Enel la disciplina dei “poteri speciali” dello Stato italiano nei settori strategici (c.d. *golden share*), con conseguente cessazione automatica degli effetti della clausola, ormai soppressa, in materia di “poteri speciali” inserita nello Statuto sociale.

⁸ Al 31 dicembre 2017 il capitale sociale era ugualmente pari ad euro 10.166.679.946 anch’esso suddiviso in pari numero di azioni ordinarie da 1 euro ciascuna (cfr. Relazione relativa all’esercizio 2017 cit., paragrafo n.1.1).

⁹ Il diritto di voto inerente alle azioni possedute in eccedenza rispetto a tale limite non può essere esercitato e si riduce proporzionalmente il diritto di voto che sarebbe spettato a ciascuno dei soggetti ai quali sia riferibile il limite di possesso azionario, salvo preventive indicazioni congiunte dei soci interessati. In caso di inosservanza, la deliberazione assembleare è impugnabile qualora risulti che la maggioranza richiesta non sarebbe stata raggiunta senza i voti espressi in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato.

¹⁰ In attuazione di quanto disposto dall’art. 3 del decreto-legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito con modificazioni dalla legge 30 luglio 1994, n. 474.

¹¹ Data di entrata in vigore del decreto del Presidente della Repubblica 25 marzo 2014, n. 85, attuativo delle disposizioni recate dal decreto-legge 15 marzo 2012, n. 21, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 maggio 2012, n. 56.

1.2 - La struttura organizzativa

La struttura organizzativa del Gruppo Enel, basata su una matrice di "Divisioni" e "Geografie" e focalizzata sugli obiettivi industriali perseguiti, si articola in:

- 5 Divisioni o "Global Business Line" ("*Global Infrastructure and Networks*", "*Global Thermal Generation*", "*Enel Green Power*", "*Global Trading*" ed "*Enel X*"), a cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli *asset* nelle varie aree geografiche, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito;
- 6 Paesi e Regioni ("*Italy*", "*Iberia*", "*Europe and Euro-Mediterranean Affairs*", "*South America*" "*North and Central America*", "*Africa, Asia and Oceania*"), a cui è affidato il compito di gestire, nell'ambito di ciascun Paese in cui il Gruppo è presente, le relazioni con gli organi istituzionali e le 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;
- 2 Funzioni Globali di Servizio ("*Global Procurement*" e "*Global Digital Solutions*"), a cui è affidato il compito di gestire, rispettivamente, gli acquisti a livello di Gruppo e le attività di *Information and Communication Technology*;
- 6 Funzioni di Holding ("*Administration, Finance and Control*", "*People and Organization*", "*Communications*", "*Legal and Corporate Affairs*", "*Audit*", "*Innovability (Innovation and Sustainability)*"), a cui è affidato il compito di gestire i processi di *governance* a livello di Gruppo¹².

¹² Tale modello organizzativo, approvato dal Consiglio di amministrazione, risulta dalle modifiche deliberate l'11 ottobre 2018, con le quali:

- è stata ottimizzata la gestione dell'intero perimetro africano scorporando l'area nordafricana dalla Regione "*Europe and North Africa*" e trasferendola nella Regione "*Sub-Saharan Africa, Asia and Australia*" che ha assunto la denominazione "*Africa, Asia and Oceania*";
- è stata incorporata la Funzione "*European Affairs*" nella Regione "*Europe and North Africa*" che, anche in conseguenza del punto precedente, ha assunto la denominazione "*Europe and Euro-Mediterranean Affairs*".

2. - IL GOVERNO SOCIETARIO E GLI ORGANI

2.1 - Il sistema di *Corporate Governance*

Il sistema di governo societario di Enel si conforma, in linea generale, alle disposizioni del Testo Unico della Finanza (TUF)¹³, alle raccomandazioni contenute nel Codice di Autodisciplina delle società quotate promosso da Borsa Italiana¹⁴, ed è inoltre ispirato alle *best practices* internazionali.

A norma dell'art. 6 del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, Enel si è dotata di un "Modello organizzativo e gestionale", che è stato aggiornato nel corso del 2018 per tener conto di specifici adeguamenti normativi e delle modifiche organizzative intervenute. Tale aggiornamento ha riguardato, in particolare, la parte generale e le parti speciali relative ai reati contro la personalità individuale, ai reati di criminalità organizzata ed al reato di corruzione tra privati. Nel mese di febbraio del 2019 ulteriori aggiornamenti hanno inoltre riguardato la parte generale, nonché le parti speciali relative ai reati di terrorismo o di eversione dell'ordine democratico, ai reati e illeciti amministrativi in materia di abusi di mercato e al reato di corruzione tra privati.

Per la gestione delle relazioni con gli azionisti, la Società ha istituito un'unità "*Investor Relations*", collocata nell'ambito della Funzione "Amministrazione Finanza e Controllo", e un'area preposta ai rapporti con gli azionisti *retail* nell'unità Affari societari, collocata a sua volta all'interno della Funzione "Affari legali e Societari".

Coerentemente con la disciplina comunitaria in materia di *market abuse*, sono state adottate - e vengono regolarmente aggiornate - peculiari procedure aziendali in materia; inoltre, Enel ha istituito - e mantiene regolarmente aggiornato - un registro nel quale risultano iscritte le persone fisiche o giuridiche che hanno accesso a informazioni privilegiate in ragione dell'attività lavorativa o professionale, ovvero delle funzioni svolte, anche per conto di altre società controllate del Gruppo.

¹³ Decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58.

¹⁴ La cui ultima edizione è stata approvata nel mese di luglio 2018.

2.2 - L'Assemblea degli azionisti

L'ultima Assemblea degli azionisti si è svolta a Roma il 16 maggio 2019; in sede ordinaria della stessa:

- è stato approvato il Bilancio di esercizio 2018 di Enel S.p.A.;
- è stato preso atto del Bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo allo stesso esercizio;
- è stata approvata la proposta formulata dal Consiglio di amministrazione per la destinazione dell'utile dell'esercizio;
- il Consiglio di amministrazione è stato autorizzato, previa revoca della precedente autorizzazione conferita dall'Assemblea ordinaria del 24 maggio 2018, a procedere all'acquisto - in una o più volte ed entro diciotto mesi dalla data della deliberazione assembleare - di un massimo di n. 500 milioni di azioni ordinarie della Società, rappresentative del 4,92 per cento circa del capitale sociale, per un esborso complessivo fino a 2 miliardi di euro, nonché a disporre - in una o più volte e senza limiti temporali - di tutte o parte delle azioni proprie in portafoglio (anche prima di aver esaurito il quantitativo massimo di azioni acquistabile) ed, eventualmente, al riacquisto delle azioni stesse in misura tale per cui le azioni proprie detenute dalla Società e, se del caso, dalle società dalla stessa controllate, non superino il limite sopra indicato concernente l'autorizzazione all'acquisto;
- è stato nominato il nuovo Collegio Sindacale con mandato destinato a scadere in occasione dell'approvazione del bilancio di esercizio 2021;
- è stata determinata la retribuzione dei componenti effettivi del Collegio sindacale;
- è stato approvato, in conformità alla proposta formulata dal Collegio sindacale, il conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti per il periodo 2020-2028 a una società di revisione ed è stato determinato il relativo corrispettivo;
- è stato approvato il Piano di incentivazione di lungo termine (LTI) per il 2019 destinato al *management* di Enel S.p.A. e di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile;
- è stato espresso voto consultivo favorevole sulla I^a Sezione della Relazione sulla remunerazione redatta ai sensi dell'art. 123-ter del TUF e dell'art. 84-*quater* del Regolamento Emittenti adottato dalla Consob con delibera n. 11971 del 1999, contenente l'illustrazione della politica per la remunerazione dei componenti del Consiglio di amministrazione, del Direttore generale e dei Dirigenti con responsabilità strategiche, adottata dalla Società per l'esercizio

2019, nonché delle procedure utilizzate per l'adozione e l'attuazione della politica medesima¹⁵;

- è stato deliberato, in conformità alla proposta formulata dal Consiglio di amministrazione, di destinare come segue l'utile netto ordinario dell'esercizio 2018, pari a 3.456.161.520,41 euro¹⁶: alla distribuzione in favore degli azionisti nella misura di 0,14 euro per ognuna delle 10.166.679.946 azioni ordinarie in circolazione alla data di "stacco cedola" (21 gennaio 2019), a copertura dell'acconto sul dividendo messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019, per un importo complessivo di 1.423.335.192,44 euro, nonché di ulteriori 0,14 euro per ognuna delle 10.166.679.946 azioni ordinarie in circolazione alla data di "stacco cedola" (22 luglio 2019), a titolo di saldo del dividendo, per un importo complessivo di 1.423.335.192,44 euro; a "utili accumulati" la parte residua dell'utile stesso, per un importo complessivo di 609.491.135,53 euro¹⁷.

In tale Assemblea la partecipazione del Ministero dell'economia e delle finanze (MEF) è risultata nuovamente¹⁸ inferiore a quella degli altri azionisti presenti, essendovi rappresentato il 64,2 per cento circa del capitale sociale e detenendo, a quella data, il MEF – come detto¹⁹ – il 23,585 per cento del capitale sociale.

2.3 - Il Consiglio di amministrazione

Il Consiglio di amministrazione in carica nel 2018 risulta composto da 9 membri (il Presidente e 8 Consiglieri, di cui uno con funzioni di Amministratore delegato).

Nei mesi di gennaio 2018 e, da ultimo, nel mese di gennaio 2019, il Consiglio di amministrazione ha accertato la sussistenza dei requisiti di indipendenza di cui al combinato

¹⁵ Cfr. *infra*, paragrafo n. 2.6.5.

¹⁶ Cfr. *infra* capitolo n. 8.

¹⁷ Il dividendo distribuito è stato, quindi, pari a 0,28 euro complessivi per azione. Il dividendo dell'esercizio 2017 era stato pari, invece, a complessivi 0,237 euro per azione, di cui 0,223 euro tratti dall'utile netto ordinario (per un importo complessivo di 2.267.169.627,96 euro) e 0,014 euro tratti dalla riserva "utili accumulati", per un importo complessivo di 142.333.519,24 euro.

¹⁸ Analoga situazione si è verificata, infatti, nelle precedenti cinque assemblee del 28 maggio 2015 (di approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2014), dell'11 gennaio 2016 (convocata per l'approvazione dell'operazione di scissione di Enel Green Power), del 26 maggio 2016 (di approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2015), del 4 maggio 2017 (di approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2016) e del 24 maggio 2018 (di approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2017): nella prima occasione, a fronte di una quota pari al 25,5 per cento detenuta dal MEF, era rappresentato il 52,2 per cento del capitale sociale; nella seconda occasione, a fronte di una quota pari al 25,5 per cento detenuta dal MEF, era rappresentato circa il 53 per cento del capitale sociale; nelle ultime tre occasioni, invece, a fronte di una quota del 23,585 per cento detenuta dal MEF, era rappresentato, rispettivamente, il 53,7, il 58,8 e il 61,4 per cento del capitale sociale.

¹⁹ Cfr. *supra* paragrafo n. 1.1.

disposto dell'art. 147-ter, comma 4, e dell'art. 148, comma 3, del TUF, nonché dell'art. 3 del Codice di Autodisciplina, in capo a 7 degli 8 Amministratori non esecutivi²⁰.

Il Collegio sindacale, per parte sua, ha attestato che il Consiglio di amministrazione, nell'espletamento delle indicate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri indicati nel Codice di Autodisciplina, seguendo, a tal fine, una specifica procedura di accertamento.

Nel corso dell'esercizio 2018, il Consiglio di amministrazione ha tenuto 18 riunioni, che hanno visto la regolare partecipazione dei Consiglieri, nonché la presenza dei componenti il Collegio sindacale.

2.4 - I Comitati

Nell'ambito del Consiglio di amministrazione risultano istituiti, in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina e del Regolamento Consob in materia di operazioni con parti correlate²¹, un "Comitato per le Nomine e le Remunerazioni", un "Comitato Controllo e Rischi", un "Comitato Parti Correlate" e un "Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità".

Tutti i suddetti Comitati sono dotati di appositi regolamenti organizzativi che ne disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento.

Nel corso del 2018, il Comitato per le Nomine e Remunerazioni e il Comitato Controllo e Rischi hanno tenuto, rispettivamente, sei e quattordici riunioni, mentre il Comitato Parti Correlate ne ha tenute quattro e quello per la Corporate Governance e la Sostenibilità sei.

Le riunioni dei Comitati sono state caratterizzate dalla regolare partecipazione dei relativi componenti, nonché del Presidente del Collegio sindacale, che vi è ammesso per specifica disposizione regolamentare²².

²⁰ L'unico Consigliere a rivestire un ruolo esecutivo ai sensi dell'art. 2 del Codice di Autodisciplina è l'Amministratore delegato. Con riferimento alla figura del Presidente, il Consiglio di amministrazione ha riconosciuto e attestato la sussistenza dei requisiti di indipendenza di cui alle sopra richiamate norme del TUF, ma non anche quelli di cui all'art. 3 del Codice di Autodisciplina, in quanto il Codice stesso prevede, all'art. 3, comma 1, che, in linea di principio, non è considerato indipendente chi è "...esponente di rilievo dell'emittente...", precisandosi, al comma successivo, che rientra tra gli "...esponenti di rilievo..." anche il Presidente dell'Organo amministrativo.

²¹ Approvato, in attuazione dell'art. 2391-bis del codice civile, con deliberazione n. 17221 del 12 marzo 2010.

²² Alle riunioni possono, comunque, partecipare anche gli altri Sindaci.

2.5 - I controlli

2.5.1 - Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Il Gruppo Enel è dotato di un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (SCIGR), costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi aziendali.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi si articola in tre distinte tipologie di attività:

- il "controllo di linea" o di "primo livello", costituito dall'insieme delle attività di controllo che le singole unità operative o le società del Gruppo svolgono sui propri processi al fine di assicurare il corretto svolgimento delle operazioni; tali attività di controllo sono demandate alla responsabilità primaria del *management* operativo e sono considerate parte integrante di ogni processo aziendale;
- i controlli di "secondo livello", affidati a specifiche funzioni aziendali e volti a gestire e monitorare categorie tipiche di rischi, tra cui, a titolo meramente esemplificativo, i rischi operativi, i rischi di mercato (quali il rischio *commodity* e i rischi finanziari), i rischi di credito, i rischi strategici, il rischio legale e il rischio di (non) conformità;
- l'attività di *internal audit* (controlli di "terzo livello"), avente ad oggetto la verifica della struttura e della funzionalità del SCIGR nel suo complesso, anche mediante un'azione di monitoraggio dei controlli di linea nonché delle attività di controllo di secondo livello.

Il Consiglio di amministrazione - che si avvale, a tal fine, del Comitato Controllo e Rischi - svolge un ruolo di indirizzo e di valutazione dell'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Le principali strutture aziendali attualmente preposte all'effettuazione dei controlli di secondo livello sono:

- l'Unità Pianificazione e Controllo di Gestione, incaricata del monitoraggio dell'andamento operativo ed economico-finanziario della Società e del Gruppo, nonché del controllo e della gestione del processo di autorizzazione alla spesa concernente gli investimenti proposti dalle diverse unità di *business* e della verifica dello stato di avanzamento dei medesimi;
- l'Unità *Risk Control*, che assicura l'implementazione, a livello di Gruppo, del processo di identificazione, quantificazione, analisi, "prioritizzazione", *reporting* e controllo dei rischi finanziari, di *commodity* e di credito, nonché la coerenza e l'omogeneità, a livello di Gruppo,

nell'attuazione di *policy* e procedure volte ad assicurare il rispetto della regolamentazione finanziaria (relativa alla negoziazione di strumenti finanziari o finalizzata a garantire la trasparenza e l'integrità dei mercati), anche mediante il coordinamento dell'apposito comitato di Gruppo di cui in appresso;

- il Comitato Rischi di Gruppo (*Financial Regulation Committee*), presieduto dall'Amministratore delegato, che ha la responsabilità di approvare le *policy* e i limiti di Gruppo e delle singole *Regioni-Country-Business Line* per i rischi finanziari, *commodity* e di credito, nonché di autorizzare l'eventuale superamento di detti limiti oltre determinate soglie; tale stesso Comitato definisce, inoltre, gli indirizzi per la gestione dei rischi in questione, individuando azioni di intervento, nonché prodotti o strumenti di mitigazione, a seguito di operazioni straordinarie o rilevanti o di particolare complessità o criticità, ovvero di operatività su nuovi mercati, provvedendo ad analizzare le principali risultanze sulla complessiva esposizione del Gruppo e supervisionando le relative attività di gestione e controllo.

Infine, il Dirigente preposto, la cui attività si iscrive nell'ambito dei controlli di secondo livello, è responsabile della definizione e dell'implementazione di un idoneo sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria nell'ambito della Società e del Gruppo, e predispone, a tal fine, procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio e del bilancio consolidato e fornisce ogni altra informazione di carattere finanziario.

2.5.2 - La revisione legale

La revisione legale del bilancio di esercizio di Enel S.p.A. e del bilancio consolidato del Gruppo ad essa facente capo è stata affidata, per il novennio 2011-2019, a una società di revisione, individuata all'esito di una procedura a evidenza pubblica svoltasi sotto la direzione e la vigilanza del Collegio sindacale, per un corrispettivo annuo che, tenuto altresì conto delle attività di revisione legale svolte sui bilanci delle società controllate nonché della clausola di adeguamento al costo della vita inserita nella documentazione contrattuale e delle variazioni che hanno interessato il Gruppo dalla data di affidamento (cessioni, acquisizioni, operazioni di riorganizzazione, applicazione di nuovi principi contabili *et similia*), ammonta, all'attualità, a 10 milioni di euro annui, a fronte dei 6,4 milioni di euro circa iniziali, con un incremento determinato in gran parte dalla variazione del perimetro.

Fin dal 2009, trova applicazione un'apposita procedura volta a disciplinare l'affidamento di incarichi aggiuntivi alla società di revisione che opera nell'ambito del Gruppo.

A seguito delle modifiche intervenute nella normativa comunitaria e nazionale di riferimento, in data 20 novembre 2017 il Collegio sindacale di Enel ha provveduto, nella sua qualità di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" ai sensi dell'art. 19 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, ad aggiornare i contenuti della procedura in questione, con effetto a decorrere dal 1° gennaio 2018. In base a tale procedura il medesimo Collegio sindacale è chiamato ad approvare preventivamente l'affidamento da parte di società del Gruppo di ogni incarico aggiuntivo - che sia diverso dalla revisione legale dei conti e per il quale non ricorrano fattispecie di incompatibilità previste dalla legge - in favore del revisore principale del Gruppo ovvero di entità appartenenti al relativo *network*. In relazione ad alcune tipologie di incarichi aggiuntivi aventi caratteristiche ritenute inidonee a minare l'indipendenza del revisore principale, il Collegio sindacale è semplicemente destinatario di un'informativa successiva al loro affidamento.

Gli incarichi aggiuntivi assegnati a entità del *network* del revisore principale da parte di società del Gruppo - diverse da Enel - con azioni od obbligazioni quotate in mercati regolamentati, ovvero da parte di società da queste ultime controllate, formano oggetto di preventiva approvazione da parte dell'organo di tali società quotate che svolge funzioni analoghe a quelle del Collegio sindacale di Enel per quanto riguarda il monitoraggio dell'indipendenza del revisore, ovvero di informativa periodica *ex post* all'organo medesimo, nel rispetto della normativa applicabile alle società quotate interessate e dell'autonomia gestionale di queste ultime.

Alla società di revisione e alle entità appartenenti al relativo *network* sono stati complessivamente riconosciuti, nel 2018, 18,4 milioni di euro a tale titolo, di cui 13,7 milioni di euro per servizi di revisione contabile, 4,0 milioni di euro per servizi di attestazione e 0,7 milioni di euro per altri servizi.

2.5.3 - Il Collegio sindacale

Il Collegio sindacale in carica nell'esercizio 2018 è stato nominato dall'Assemblea ordinaria svoltasi in data 26 maggio 2016 e si compone di tre Sindaci effettivi e di tre Sindaci supplenti.

Il mandato di detto Collegio sindacale è scaduto in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2018. L'Assemblea ordinaria degli azionisti di Enel S.p.A. svoltasi in data 16 maggio 2019 ha deliberato la nomina del nuovo Collegio sindacale, che resterà in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2021.

In aggiunta ai compiti attribuiti dal TUF e dal Codice di Autodisciplina, il Collegio sindacale, ai sensi dell'art. 19 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, vigila:

- sul processo di informativa finanziaria;
- sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio;
- sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati;
- sull'indipendenza della società di revisione legale, con particolare riferimento alla prestazione di servizi non di revisione forniti alle società del Gruppo.

Nel corso del mese di marzo 2018 nonché, da ultimo, nel marzo 2019, il Collegio sindacale, nella composizione in carica fino al 16 maggio 2019, ha proceduto alla valutazione circa la permanenza in capo ai sindaci effettivi dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge e dal Codice di Autodisciplina. Il Collegio sindacale ha verificato in capo al Presidente e a un Sindaco effettivo 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 l'altro Sindaco effettivo, il Collegio sindacale ha avuto modo di accertare che egli, pur avendo perduto i requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli amministratori (a seguito dell'assunzione del coniuge 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.

Si segnala che, successivamente alla nomina da parte dell'Assemblea del 16 maggio 2019, in occasione della seduta di insediamento (tenutasi alla fine del mese di maggio 2019), il nuovo Collegio sindacale ha proceduto alla valutazione circa la sussistenza in capo ai sindaci effettivi dei requisiti di indipendenza, verificando in capo a tutti i componenti effettivi del Collegio Sindacale il possesso dei requisiti di indipendenza previsti tanto dal Testo Unico della Finanza quanto dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli amministratori.

Inoltre, nel corso del 2018 il Collegio Sindacale ha vigilato sull'espletamento di un'apposita procedura di selezione volta al conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti di Enel

S.p.A. per il periodo 2020-2028, alla quale hanno preso parte qualificate società di revisione. Nel rispetto della normativa di riferimento, tale procedura si è conclusa con l'elaborazione da parte del Collegio stesso di una proposta motivata, presentata all'Assemblea degli Azionisti e contenente due possibili alternative di conferimento tra le società di revisione che hanno partecipato alla procedura, accompagnata da una preferenza debitamente giustificata per una delle due, cui poi l'Assemblea ha conferito l'incarico.

Infine, si segnala che non sono stati rilevati da parte del Collegio sindacale fatti censurabili, omissioni e irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da meritare di essere segnalati alle Autorità di vigilanza, ovvero di essere menzionati nella relazione all'Assemblea dei soci.

Nel corso dell'esercizio 2018, il Collegio sindacale ha tenuto 23 riunioni che hanno visto la regolare partecipazione dei Sindaci effettivi.

2.6 - I compensi

2.6.1 - Compensi dei componenti non esecutivi del Consiglio di amministrazione

Il compenso spettante ai componenti del Consiglio di amministrazione in carica nel 2018 è stato determinato dall'Assemblea dei soci del 4 maggio 2017 nella misura di 90.000 euro lordi annui per il Presidente e di 80.000 euro lordi annui per ciascuno degli altri Consiglieri.

Il compenso aggiuntivo per i Consiglieri chiamati a far parte dei Comitati costituiti nell'ambito del Consiglio di amministrazione è stato successivamente fissato da quest'ultimo - con delibera adottata il 13 luglio 2017, su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni e sentito il parere del Collegio sindacale - nella misura di 30.000 euro lordi annui per il Presidente di ciascun Comitato e di 20.000 euro lordi annui per gli altri componenti, unitamente a un gettone di presenza, per tutti i componenti, pari a 1.000 euro a seduta²³; il compenso complessivo riconosciuto a ciascun Consigliere per la partecipazione ai Comitati non può superare, tuttavia, la soglia di 70.000 euro lordi annui.

I Consiglieri non esecutivi hanno maturato nel 2018 compensi per un importo complessivo di 1.435.685 euro²⁴, a fronte di quello di 1.343.342 euro maturato nel 2017 (+6,8 per cento circa).

²³ Un gettone di pari importo è altresì previsto per il Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo per la partecipazione alle riunioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale.

²⁴ L'importo non include l'emolumento fisso pari a 207.244 euro maturato nel 2018 dal Presidente del Consiglio di amministrazione di Enel per la carica di Consigliere di amministrazione della società controllata quotata Endesa S.A.

2.6.2 - Compensi del Presidente e dell'Amministratore delegato-Direttore generale

Il trattamento economico del Presidente del Consiglio di amministrazione e dell'Amministratore delegato-Direttore generale per il mandato 2017-2019 è stato definito dal Consiglio di amministrazione, su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, previo parere del Comitato parti correlate e sentito il parere del Collegio sindacale.

Al riguardo, la proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni è stata formulata sulla base delle analisi di *benchmark* effettuate da un consulente indipendente e delle *opinion* da quest'ultimo rilasciate; la società di consulenza è stata individuata all'esito di un'apposita indagine di mercato e previa verifica del possesso, in capo alla stessa, dei necessari requisiti di indipendenza. In particolare, detta società ha rilasciato le predette *opinion* alla luce dell'analisi di un *peer group* composto da una selezione di aziende europee del settore *utilities* individuate, oltre che per analogia di *business*, anche secondo criteri dimensionali.

Per il Presidente del Consiglio di amministrazione è stato previsto un emolumento fisso omnicomprensivo di 450.000 euro lordi annui, che assorbe (i) l'emolumento base di 90.000 euro deliberato dall'Assemblea dei soci; (ii) l'emolumento e i gettoni di presenza spettanti per la partecipazione a Comitati costituiti nell'ambito del medesimo Consiglio di amministrazione; (iii) i compensi eventualmente spettanti per la partecipazione a Consigli di amministrazione di società non quotate controllate e partecipate da Enel e società non quotate o enti che rivestano interesse per il Gruppo, con conseguente rinuncia o riversamento degli stessi.

Per l'Amministratore delegato-Direttore generale è stato, invece, previsto:

- un emolumento fisso di 690.000 euro lordi annui quale compenso per la carica di Amministratore delegato (che assorbe quello di 80.000 euro spettante quale componente del Consiglio di amministrazione, nonché quelli spettanti per l'eventuale partecipazione ai Consigli di amministrazione di società controllate o partecipate da Enel) e di 780.000 euro lordi annui quale retribuzione per la funzione di Direttore generale, per un totale di 1.470.000 euro lordi annui;
- un compenso variabile di breve termine da 0 fino a un massimo del 120 per cento della remunerazione fissa annuale, relativa sia al rapporto di amministrazione che al rapporto dirigenziale, in funzione del raggiungimento di obiettivi di *performance* annuali;
- un compenso variabile di lungo termine derivante dalla partecipazione, in qualità di Amministratore delegato-Direttore generale, ai piani di incentivazione di lungo termine

(piani di *Long Term Incentive* - "LTI" - di tipo *cash*) varati periodicamente dalla Società nei confronti del *top management* del Gruppo, con un tetto massimo pari al 280 per cento della retribuzione fissa annuale, relativa sia al rapporto di amministrazione che al rapporto dirigenziale.

Quanto ai compensi maturati nel 2018 dai vertici societari, si evidenzia che:

- il Presidente del Consiglio di amministrazione ha maturato un compenso complessivo di 458.685 euro di cui:
 - 450.000 euro²⁵ a titolo di emolumento fisso²⁶;
 - 8.685 euro pari alla valorizzazione di benefici non monetari fruiti per la copertura assicurativa del rischio di infortuni extraprofessionali e vita e dei contributi versati da Enel all'ASEM (Associazione Assistenza Sanitaria Integrativa Dirigenza Energia e Multiservizi)²⁷;
- l'Amministratore delegato-Direttore generale ha maturato un compenso complessivo di 5.105.536 euro di cui:
 - 690.000 euro²⁸ a titolo di emolumento fisso per l'incarico di Amministratore delegato;
 - 780.000 euro²⁹ a titolo di emolumento fisso per l'incarico di Direttore generale;
 - 828.000 euro³⁰ a titolo di remunerazione variabile per il raggiungimento degli obiettivi di breve termine relativamente alla carica di Amministratore delegato;
 - 936.000 euro³¹ a titolo di remunerazione variabile per il raggiungimento degli obiettivi di breve termine relativamente alla carica di Direttore generale³²;

²⁵ L'importo non include l'emolumento fisso pari a 207.244 euro maturato nel 2018 dal Presidente del Consiglio di amministrazione di Enel per la carica di Consigliere di amministrazione della società controllata quotata Endesa S.A.

²⁶ Importo pari a 377.978 euro nel 2017.

²⁷ Importo pari a 9.031 euro nel 2017.

²⁸ Importo pari a 640.740 euro nel 2017.

²⁹ Importo pari a 725.949 euro nel 2017.

³⁰ Importo pari a 828.000 euro nel 2017.

³¹ Importo pari a 936.000 euro nel 2017.

³² Entrambe le componenti variabili di breve termine sono state determinate dal Consiglio di amministrazione, su proposta del Comitato per le Remunerazioni, a seguito della verifica effettuata, nella seduta del 21 marzo 2019, sul livello di raggiungimento degli obiettivi annuali, oggettivi e specifici, che erano stati assegnati all'interessato dal Consiglio stesso in precedenza.

- 469.854 euro a titolo di remunerazione variabile per il raggiungimento degli obiettivi di lungo termine relativa al Piano LTI 2016³³;
- 1.164.240 euro a titolo di remunerazione variabile per il raggiungimento degli obiettivi di lungo termine relativa al Piano LTI 2015³⁴;
- 75.742 euro, pari alla valorizzazione di benefici non monetari fruiti per l'uso promiscuo di un autoveicolo di servizio, per la copertura assicurativa del rischio di infortunio extraprofessionale e per i contributi previdenziali versati da Enel al Fondo Pensione integrativo destinato ai dirigenti del Gruppo, nonché all'ASEM;
- 161.700 euro, pari alla valorizzazione, per il 2018, del diritto di opzione concesso a Enel per l'attivazione del patto di non concorrenza³⁵.

³³ Con riguardo al Piano LTI 2016, l'interessato ha maturato un compenso di 1.566.180 euro, di cui il 30 per cento, pari a 469.854 euro, erogabile nel 2019 e il restante 70 per cento, pari a 1.096.326 euro, differito al 2020.

³⁴ Con riguardo al Piano LTI 2015, l'interessato ha maturato un compenso di euro 1.663.200 euro, di cui il 30 per cento, pari a 498.960 euro, è stato erogato nel 2018 e il restante 70 per cento, pari a 1.164.240 euro risulta erogabile nel 2019.

³⁵ La Determinazione relativa al trattamento economico e normativo dell'Amministratore delegato-Direttore generale per il mandato 2017-2019 prevede una clausola di non concorrenza in base alla quale è riconosciuto alla Società un diritto di opzione che consenta a quest'ultima di attivare il patto di non concorrenza a condizioni predeterminate, a fronte di uno specifico corrispettivo (pari a 485.100 euro) da riconoscere all'interessato in tre rate annuali. Ai sensi di tale opzione, entro la data di cessazione del rapporto (ovvero nei 10 giorni successivi in caso di dimissioni), il Consiglio di amministrazione potrà decidere se attivare o meno il patto in questione, erogando in caso positivo il residuo del corrispettivo previsto dal patto stesso (pari a 2.748.900 euro), per un importo complessivo, in caso di attivazione del patto, pari a 3.234.000 euro (*i.e.*, un'annualità della remunerazione fissa e variabile massima di breve termine per entrambi i rapporti). Qualora il diritto di opzione venga esercitato, l'obbligo di non concorrenza è destinato a valere per il periodo di un anno successivo alla cessazione del rapporto, con riferimento alle attività in concorrenza con quelle svolte dal Gruppo in Italia, Francia, Spagna, Germania, Cile e Brasile.

Tabella 1 - Compensi del Presidente e dell'Amministratore delegato-Direttore generale

Compensi maturati nel 2018	
Presidente	
Emolumento fisso	450.000
Valorizzazione di benefici non monetari	8.685
Totale	458.685
Amministratore Delegato-Direttore generale	
Emolumento fisso AD	690.000
Emolumento fisso DG	780.000
Remunerazione variabile di breve termine AD	828.000
Remunerazione variabile di breve termine DG	936.000
Remunerazione variabile di lungo termine Piano LTI 2016	469.854
Remunerazione variabile di lungo termine Piano LTI 2015	1.164.240
Valorizzazione di benefici non monetari	75.742
Valorizzazione per il 2018 del patto di non concorrenza	161.700
Totale	5.105.536

2.6.3 - Compensi dei componenti il Collegio sindacale

Il compenso dei componenti il Collegio sindacale in carica nel 2018 (nominati dall'Assemblea dei soci del 26 maggio 2016 per il mandato 2016-2018) è stato determinato nella misura di 85.000 euro annui per il Presidente e di 75.000 euro annui per ciascuno dei Sindaci effettivi, per un costo complessivo nell'esercizio di riferimento di 235.000 euro.

Nel 2018, ai componenti dei Collegi Sindacali delle società controllate di diritto italiano è stato riconosciuto, quale emolumento per la carica ricoperta, un importo fisso onnicomprensivo, identico a quello previsto nel 2017, secondo le seguenti fasce:

- 36.000 euro per i Presidenti e 27.000 euro per i sindaci effettivi nelle società di maggiori dimensioni;
- 27.000 euro per i Presidenti e 18.000 euro per i sindaci effettivi nelle società di medie dimensioni;
- 18.000 euro per i Presidenti e 9.000 euro per i sindaci effettivi nelle società di minori dimensioni.

Tabella 2 - Compensi dei componenti il Collegio sindacale

Compensi maturati nel 2018	
Presidente del Collegio Sindacale di Enel S.p.A.	85.000
Sindaco effettivo di Enel S.p.A.	75.000
Presidente del Collegio Sindacale delle società controllate di maggiori dimensioni	36.000
Sindaco effettivo delle società controllate di maggiori dimensioni	27.000
Presidente del Collegio Sindacale delle società controllate di medie dimensioni	27.000
Sindaco effettivo delle società controllate di medie dimensioni	18.000
Presidente del Collegio Sindacale delle società controllate di minori dimensioni	18.000
Sindaco effettivo delle società controllate di minori dimensioni	9.000

2.6.4 - Compensi dei Dirigenti con responsabilità strategiche

Ai 12 Dirigenti con responsabilità strategiche³⁶ sono stati corrisposti nel 2018 emolumenti per complessivi 19.311.299 euro³⁷.

Per prassi aziendale, i dirigenti in servizio chiamati ad assumere la carica di Consiglieri di Amministrazione, nonché di Presidenti, ovvero di Amministratori Delegati delle società del Gruppo, hanno l'obbligo di rinunciare ai compensi deliberati in loro favore dalle predette società, ovvero di riversarli alla società di appartenenza.

Sulla struttura e sull'entità della retribuzione dei Dirigenti con responsabilità strategiche si riferirà più dettagliatamente nel paragrafo n. 3.2 che segue, nel quale sarà sinteticamente illustrata anche la politica retributiva nei confronti dell'intero *management*.

2.6.5 - La relazione sulla remunerazione ai sensi dell'art. 123-ter del TUF

L'art. 123-ter del TUF, introdotto dal decreto legislativo 30 dicembre 2010 n. 259, che ha recepito le Raccomandazioni della Commissione europea n. 2004-913-CE e n. 2009-385-CE in materia di remunerazione degli amministratori delle società con azioni quotate, ha previsto, con effetto dal 2011, che tali società "...mettono a disposizione del pubblico..." almeno 21 giorni prima della data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio, "...una relazione sulla remunerazione..." predisposta sulla base delle indicazioni fornite dalla Consob, disponendo,

³⁶ Per Dirigenti con responsabilità strategiche si intendono i diretti riporti dell'Amministratore delegato, che condividono con questi le scelte di maggiore rilevanza per il Gruppo.

³⁷ Tale importo si riferisce, *pro rata temporis*, a tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2018 hanno ricoperto, anche per una frazione del periodo, la funzione di Dirigente con responsabilità strategiche (per un totale di 12 posizioni). Tale importo non comprende l'importo di 1.950.000 euro corrisposto nel 2018, a titolo di trattamento di fine rapporto, in linea con i criteri previsti nel contratto collettivo nazionale di lavoro per i dirigenti di aziende produttrici di beni e servizi. Nel 2017, a fronte sempre di 12 posizioni, erano stati complessivamente corrisposti 16.797.637 euro.

altresi, che la prima sezione di tale relazione – illustrativa della politica adottata in materia di remunerazione dei componenti dell'organo di amministrazione, dei direttori generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche, con riferimento almeno all'esercizio successivo a quello del bilancio sottoposto ad approvazione assembleare – deve essere sottoposta al voto consultivo degli azionisti.

In attuazione di tale norma, è stata redatta un'apposita relazione in cui è stata esposta una dettagliata informativa al mercato e agli azionisti, sia sulla politica in materia di remunerazione dei componenti del Consiglio di amministrazione, del Direttore generale e dei Dirigenti con responsabilità strategiche da adottare per il 2019 (Sezione I[^]), sia sui compensi corrisposti, nell'esercizio 2018, agli stessi soggetti, nonché ai componenti del Collegio sindacale, quali sopra riportati (Sezione II[^]).

La Sezione I[^] della relazione sulla remunerazione è stata sottoposta – come già riferito³⁸ – al voto consultivo dell'Assemblea tenutasi il 16 maggio 2019, che l'ha approvata con il voto favorevole del 94,98 per cento del capitale sociale rappresentato.

³⁸ Cfr. *supra*, paragrafo n. 2.2.

3. - LE RISORSE UMANE

3.1 - Consistenza e costo del personale

La consistenza del personale del Gruppo Enel, come risulta dalla tabella sotto riportata, è aumentata, nel 2018, di 6.372 unità (+10,1 per cento circa), in conseguenza delle variazioni di perimetro (in particolare l'acquisizione della società brasiliana Enel Distribuição São Paulo - ex Eletropaulo) e del saldo negativo tra le cessazioni intervenute nel corso dell'esercizio (n. 4.746) e le assunzioni effettuate nel medesimo periodo (n. 3.415).

Tabella 3 - Organico Gruppo Enel (Italia + Estero)

	2018	2017	2016
Consistenza al 1.1	62.900	62.080	67.914
A) Variazioni perimetro operativo e acquisizioni:			
Cessione Slovenské elektrárne			-4.426
Cessione Enel France			-12
Cessione Marcinelle Energie			-38
Cessione Open Fiber			-79
Cessione ramo di EGP Espana			-2
Acquisizione EE Cundinamarca			+257
Acquisizione Electrica del Ebro			+20
Acquisizione Demand Energy in North America		+27	
Acquisizione Enel Distribuição Goiás		+1.910	
Acquisizione EGP Sannio		+5	
Acquisizione EnerNoc		+933	
Acquisizione Electric Motor Werks		+31	
Consolidamento Endesa Comercialiação S.A.		+25	
Acquisizione ramo d'azienda YouSave in Italia	+41		
Acquisizione Enel Distribuição São Paulo in Brasile	+7.599		
Acquisizione Empresa Ceuta in Spagna	+11		
Acquisizione Empresa Ceuta Distribución in Spagna	+55		
Cessione Enel Green Power Uruguay	-2		
Saldo A	+7704	+2931	-4280
B) Assunzioni - Cessazioni:			
Assunzioni	3.415	2.302	3.360
Cessazioni	-4.746	-4.413	-4.914
Saldo B	-1.332	-2.111	-1.554
Consistenza al 31.12	69.272	62.900	62.080
Variazione %	10,1	1,3	-8,6

Nella tabella seguente viene riportato il numero delle cessazioni in Italia conseguite attraverso lo strumento consensuale dell'esodo incentivato. A fine 2018 si registra un decremento di tali uscite rispetto all'esercizio precedente (passando dalle 119 registrate nel 2017 alle 94 del 2018). L'importo medio dell'incentivo, rispetto al 2017, passa da 50.396 euro a 75.387 euro (+49,6 per cento) per effetto prevalentemente della tipologia.

Tabella 4 - Esodo incentivato - Cessazioni consensuali incentivate

Categorie	N. unità		Costo esodo		Importo medio	
			(in milioni di euro)		(in € arrot.)	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Manager	7	22	4,4	3,8	634.286	174.455
Middle Manager	11	14	1,5	0,6	134.707	40.243
White collar	55	64	0,9	1,4	15.948	21.198
Blue collar	21	19	0,3	0,2	13.690	12.578
Totale	94	119	7,1	6,0	75.387	50.396
variazione %	-21,0		18,2		49,6	

La seguente tabella riporta la distribuzione del personale per area geografica (Italia+Estero), sulla base dell'assetto organizzativo di Gruppo.

Tabella 5 - Organico Gruppo Enel per area di attività (Italia + Estero)

al 31-12	n. risorse	incid. %	2018-2017 var.%	n. risorse	incid. %
	2018			2017	
Italia	28.134	41	-1,9	28.684	46
Iberia	9.763	14	0,5	9.711	15
South America	20.858	30	50,0	13.903	22
Europe and Euro Mediterranean Affairs	5.684	8	-0,9	5.733	9
North and Central America	2.232	3	8,9	2.050	3
Asia, Africa and Oceania	241	0	21,7	198	0
Altro	2.360	3	-10,0	2.621	4
Totale	69.272	100	10,1	62.900	100
variazione %	10,1				

A fronte di un incremento del 10,1 per cento per cento del totale degli addetti, la distribuzione del personale presenta una diversa evoluzione nell'ambito delle varie aree; in particolare, risultano in diminuzione i dipendenti in Italia e in Europe and Euro Mediterranean Affairs; si incrementa, invece, il numero degli addetti in Iberia, per effetto dell'acquisizione delle società Empresa de Alumbrado Electrico de Ceuta ed Empresa de Alumbrado Electrico Distribución, e nel perimetro South America per effetto dell'acquisizione della società brasiliana Enel Distribuição São Paulo (ex Eletropaulo).

Per ciò che concerne la composizione per categorie professionali (tabella seguente), si evidenzia che, alla fine dell'esercizio, su una consistenza complessiva di 69.272 dipendenti, i *manager* (dirigenti) erano 1.346, pari all'1,9 per cento dell'organico (2,0 per cento nel 2017), i *middle manager*

(quadri) erano 10.985, pari al 15,9 per cento (16,6 per cento nel 2017), il numero dei *white collar* (impiegati) ammontava a 34.710, pari al 50,1 per cento (51,9 per cento nel 2017), mentre i *blue collar* (operai) assommavano a 22.231, pari al 32,1 per cento (29,5 per cento nel 2017).

In termini di “forza media” si registra una variazione in aumento dell’organico (+6,0 per cento).

Tabella 6 - Organico Gruppo Enel per categorie professionali (Italia + Estero)

	Forza Media ¹		Consistenza al 31-12 ¹	
	2018	2017	2018	2017
(Italia + Estero)				
<i>Manager</i>	1.343	1.308	1.346	1.281
<i>Middle manager</i>	10.614	10.073	10.985	10.416
<i>White collar</i>	33.906	32.558	34.710	32.653
<i>Blue collar</i>	20.834	18.956	22.231	18.550
Totale	66.697	62.895	69.272	62.900
variazione %	6,0		10,1	

¹Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel

Il costo complessivo di tutto il personale del Gruppo Enel nel 2018 (tabella a seguire) è stato pari a 4.581 milioni di euro, registrando un incremento dell’1,7 per cento rispetto all’esercizio precedente (4.504 milioni di euro).

La variazione è dovuta principalmente alla predetta acquisizione della società brasiliana Enel Distribuição São Paulo (ex Eletropaulo).

Si registra, inoltre, un lieve incremento del costo per stipendi e salari pari allo 0,2 per cento.

Tabella 7 - Costo complessivo del personale Gruppo Enel (Italia + Estero)

(milioni di euro)

	2018			2017		
	Onere Totale	di cui	Stipendi e salari	Onere Totale	di cui	Stipendi e salari
Totale generale	4.581		3.157	4.504		3.152
variazione %	1,7		0,2			

La tabella che segue evidenzia, invece, il costo complessivo del personale del Gruppo Enel in Italia.

L’onere complessivo registrato nel 2018 è aumentato del 2,0 per cento, mentre l’onere relativo agli stipendi e ai salari registra altresì un decremento (-0,8 per cento), legato principalmente alla diminuzione dell’organico.

Tabella 8 - Costo complessivo del personale Gruppo Enel (Italia)*(milioni di euro)*

	2018			2017		
	Onere Totale		Stipendi e salari	Onere Totale		Stipendi e salari
		di cui			di cui	
Totale generale	2.386		1.622	2.339		1.635
variazione %	2,0		-0,8			

Con riferimento al comparto Estero (cfr. tabella seguente), si evidenzia ugualmente un incremento del costo complessivo pari all'1,4 per cento, per effetto soprattutto - come si è avuto modo di dire - dell'acquisizione della società brasiliana Enel Distribuição São Paulo (ex Eletropaulo); con riferimento ai soli stipendi e salari si registra altresì un incremento pari all'1,2 per cento.

Tabella 9 - Costo complessivo del personale Gruppo Enel (Estero)*(milioni di euro)*

	2018			2017		
	Onere Totale		Stipendi e salari	Onere Totale		Stipendi e salari
		di cui			di cui	
Totale generale	2.195		1.535	2.164		1.517
variazione %	1,4		1,2			

Il costo unitario medio complessivo del personale del Gruppo Enel (cfr. la tabella riportata di seguito) registra, infine, un decremento pari al 4,1 per cento, a fronte di una diminuzione nel costo medio per salari e stipendi pari al 5,6 per cento. Tale variazione si è registrata prevalentemente nei Paesi del perimetro South America.

Tabella 10 - Costo unitario medio del personale Gruppo Enel (Italia + Estero)

(migliaia di euro)

2018				2017		
	Forza media n.	Costo medio totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza media n.	Costo medio totale	Costo medio per salari e stipendi
Totale	66.697	68,7	47,3	62.895	71,6	50,1

Per quanto riguarda la consistenza e il costo del personale della Capogruppo Enel S.p.A., si riportano le seguenti tabelle.

Tabella 11 - Consistenza del personale Enel S.p.A.

Evoluzione consistenze finali Enel S.p.A. 2017-2018	
Consistenza al 31.12.2017	1.246
Assunzioni	+53
Cessazioni	-31
Mobilità infragruppo	-501
Consistenza al 31.12.2018	767
variazione % 2018 vs 2017	-38,4

Tabella 12 - Costo del personale Enel S.p.A.

Costo del personale Enel S.p.A. 2017-2018			
	2018	2017	2018 vs 2017 %
Consistenze medie	773	1.171	-34,0
Costo totale [milioni di euro]	109	174	-37,3
Costo medio [migliaia di euro]	141	148	-4,9

3.2 - Remunerazione e sistema di incentivazione del *management*

La politica retributiva adottata da Enel nei confronti del *management* del Gruppo contempla l'attribuzione di un emolumento strutturato su una componente fissa e due componenti variabili: una a breve termine e una a medio-lungo termine (c.d. *pay-mix*).

La componente variabile di breve periodo è essenzialmente basata sull'*MBO* (*Management By Objectives*) e coinvolge la totalità dei *manager* del Gruppo.

Essa retribuisce la *performance* in una prospettiva di merito e sostenibilità ed è caratterizzata dall'erogazione di un compenso annuo monetario, la cui misura varia in funzione del livello di

raggiungimento di obiettivi predefiniti di Gruppo, correlati al piano industriale, assegnati e misurati con riferimento al singolo esercizio.

Nel corso del 2018 è stato, inoltre, varato, come nel 2017 e nel 2016, un unico piano di incentivazione a lungo termine (*Long Term Incentive - LTI*) riservato soltanto al *top management* (per un totale di circa 250 destinatari).

Tale piano prevede la pre-assegnazione di un controvalore base correlato alla Retribuzione Annuale Lorda (RAL) e la successiva attribuzione di un premio monetario che può variare rispetto a tale controvalore in funzione del livello di raggiungimento di obiettivi predefiniti che, a partire dal 2018, includono anche un obiettivo legato alle tematiche ambientali e di sostenibilità sociale, e di condizioni di *performance* di Gruppo³⁹ misurati sul risultato cumulato relativo al triennio 2018-2020.

3.3 - Salute e sicurezza dei lavoratori

Le funzioni di indirizzo e coordinamento a tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori del Gruppo Enel sono assicurate dall'unità *Health & Safety (H&S)* di *Health, Safety, Environment & Quality (HSEQ)* di *Holding*.

Le strutture organizzative HSEQ delle *Global Business Line* hanno poi la responsabilità di fornire supporto sui temi della salute e della sicurezza, di definire i piani di miglioramento e di monitorarne l'esecuzione.

In Italia e in Spagna, che rappresentano le realtà territoriali più grandi e complesse del Gruppo, oltre che in Cile, operano anche delle unità H&S di *Country*, che gestiscono i relativi processi per il personale delle aree di *staff*, dei servizi e del mercato. Nelle altre regioni geografiche in cui opera Enel i processi H&S sono invece gestiti dalle funzioni HSEQ della *Business Line* prevalente.

Le principali società del Gruppo Enel sono dotate, o si stanno dotando, di sistemi di gestione della salute e sicurezza conformi allo *standard "OHSAS 18001:2007"* o al nuovo *standard "ISO 45001:2018"*, che sono verificati e certificati annualmente da organismi accreditati.

Nel 2018 l'indice di frequenza combinato degli infortuni (numero infortuni dipendenti Enel e personale contrattista su milioni di ore lavorate) si è attestato a 0,87 (registrando una

³⁹ *Total Shareholders' Return (TSR)* e *Return On Average Capital Employed (ROACE)* e Riduzione delle emissioni di CO₂.

diminuzione del 13,9 per cento rispetto al dato del 2017); l'indice di gravità combinato (giorni di assenza dipendenti Enel e personale contrattista su migliaia di ore lavorate) ha registrato una diminuzione del 21 per cento rispetto al dato del 2017, attestandosi a 0,040: nello specifico, si sono verificati 9 infortuni mortali (in diminuzione di 4 eventi rispetto al 2017), di cui uno ha riguardato dipendenti Enel.

Nel 2018 sono proseguiti i numerosi progetti avviati negli anni precedenti e ne sono stati avviati di nuovi, mirati alla formazione e all'informazione dei lavoratori (anche delle ditte appaltatrici) sui temi della sicurezza e della salute, nonché alla promozione di comportamenti sicuri e responsabili; sono stati, inoltre, introdotti nuovi dispositivi personali, tecnologicamente innovativi, che consentono di aumentare i livelli di sicurezza sul posto di lavoro.

Nel 2018 Enel ha ottenuto un punteggio di 58 su 100 nella categoria "Occupational H&S" del "Dow Jones Sustainability Index" relativamente al settore delle *utilities* elettriche; il valore medio di settore nel 2018 è stato pari a 35 su 100.

Per quanto riguarda invece l'andamento delle riduzioni di infortuni fatali e LTIFR, tutti i parametri presi in considerazione sono diminuiti nel quadriennio 2014-2017 (con percentuali di miglioramento che vanno dal 5 al 30 per cento), ma al di sotto delle soglie stabilite da RobecoSAM; tali soglie sono identificate mediante *benchmark* e non sono note alle società esaminate.

3.4 - Consulenze

Il processo autorizzativo per l'affidamento delle consulenze in ambito aziendale (oggetto di specifica disciplina sin dal 2006) è disciplinato, al 31 dicembre 2018⁴⁰:

- dalla Procedura Organizzativa n. 10 v.2 del 18 luglio 2018, che disciplina l'*iter* autorizzativo per i servizi di consulenza e prestazione professionale in ambito *Institutional, Regulatory Affairs, Business Development* e *Merger & Acquisition*;
- dalla *Policy* n. 29 dell'8 ottobre 2015 che regola l'*iter* autorizzativo delle consulenze di natura legale;

⁴⁰ Le seguenti procedure sono state oggetto di aggiornamento nel corso del 2019:

- *Policy* n. 29 v.2 del 23 aprile 2019;
- *Policy* n. 56 v.3 del 23 aprile 2019;
- Procedura Organizzativa n. 11 v.3 del 11 marzo 2019.

- dalla *Policy* n. 56 v.2 del 18 luglio 2018 che regola l'iter autorizzativo dei servizi di consulenza e prestazione professionale di natura fiscale;
- dalla Procedura Organizzativa n. 11 v.2 del 17 novembre 2017 che riguarda, infine, le consulenze nei restanti ambiti di attività, e prevede l'approvazione da parte dell'Amministratore delegato delle consulenze di ammontare complessivo superiore a 200.000 euro.

Limitatamente alle società italiane del Gruppo, il valore complessivo delle consulenze assegnate nel corso dell'esercizio 2018⁴¹ ammonta a 35,61 milioni di euro, con una diminuzione di 31,37 milioni di euro circa rispetto al precedente esercizio, in buona parte derivante dalla riduzione delle consulenze "Strategiche-Organizzative-Direzionali".

L'importo contrattualizzato per tali tipologie di consulenze nel 2018 è stato pari a 11,98 milioni di euro, a fronte di circa 41 milioni di euro dell'esercizio precedente, relativi ad attività inerenti la trasformazione, integrazione, convergenza e digitalizzazione di processi e metodologie in ambito globale.

Le consulenze "Legali e Societarie" si attestano nel 2018 a 3,66 milioni di euro, evidenziando un forte decremento rispetto al 2017, anno nel quale tale importo era stato pari a 10,98 milioni di euro. Relativamente ai processi di riassetto societario, le consulenze di tipo "Merger & Acquisition" risultano in aumento rispetto a quanto contrattualizzato nel 2017 (15,27 milioni di euro nel 2018 rispetto a 11,81 milioni di euro nel 2017).

Si segnala altresì una lieve diminuzione delle consulenze "Commerciali", che passano da un importo di 1,65 milioni di euro nel 2017 a un importo di 0,97 milioni di euro nel 2018, e un aumento delle consulenze "Amministrative-fiscali-finanziarie", che passano da circa 0,66 milioni di euro nel 2017 a un importo di 3,14 milioni di euro nel 2018.

L'insieme delle restanti tipologie di consulenze è risultato sostanzialmente invariato rispetto all'esercizio precedente, registrando una diminuzione di 0,25 milioni di euro.

⁴¹ Il dato non comprende, quindi, le consulenze affidate dalle società estere del Gruppo e da quelle *infra-gruppo*. Per ragioni di uniformità, non sono incluse nemmeno le consulenze assegnate nel 2018 inserite nei sistemi SAP successivamente al 20 gennaio 2019.

Tabella 13 - Consulenze per tipologia

(milioni di euro)

	2018		2017	
	importo	% del totale	importo	% del totale
<i>Merger & Acquisition</i>	15,27	42,88	11,81	17,63
Strategiche-organizzative-direzionali	11,98	33,65	41,04	61,27
Legali e societarie	3,66	10,27	10,98	16,39
Amministrative-fiscali-finanziarie	3,14	8,81	0,66	0,99
Commerciali	0,97	2,71	1,65	2,46
Comunicazione	0,45	1,26	0,61	0,91
Personale	0,02	0,05	-	-
<i>Information Technology</i>	-	-	0,10	0,15
Assicurative	0,13	0,36	0,13	0,19
Totali	35,61	100	66,98	100

Ripartendo le consulenze in funzione del loro numero e valore, si ricavano, invece, le evidenze riportate nella tabella che segue.

Tabella 14 - Consulenze per importo

(milioni di euro)

Intervallo importi (euro)	2018		2017	
	Numero ordini	Importo	Numero ordini	Importo
<=75.000	125	3,17	123	3,61
>75.000<=150.000	34	3,83	33	3,70
>150.000<=1.000.000	40	13,98	62	22,53
>1.000.000	7	14,63	12	37,14
Totali	206	35,61	178	66,98

4. - IL PIANO INDUSTRIALE E DEGLI INVESTIMENTI

4.1 - Linee guida del piano strategico 2019-2021

In data 20 novembre 2018, il Gruppo Enel ha presentato alla comunità finanziaria il Piano Strategico relativo al periodo 2019-2021, contenente le nuove linee guida e gli obiettivi di crescita economica, finanziaria e patrimoniale.

Il piano è stato redatto in continuità con quello precedente 2018-2020 e continua a focalizzarsi sull'aumento della redditività per gli azionisti, facendo leva sulla presenza globale del Gruppo Enel, sulla diversificazione delle linee di *business* e delle aree geografiche, sulla centralità dei clienti (*customer focus*) e sulla digitalizzazione.

Le linee fondamentali del Piano Strategico possono riassumersi nei seguenti pilastri:

- a) il raggiungimento di elevati livelli di efficienza operativa, sostenuta dalla digitalizzazione. Il piano di efficienze porterà benefici economici per 1,2 miliardi di euro portando a una riduzione dei costi operativi dell'8% in tre anni, con l'obiettivo di raggiungere 8,1 miliardi di euro nel 2021;
- b) la conferma del percorso di crescita industriale incentrato sui *business* delle reti e delle fonti rinnovabili, con un investimento complessivo stimato in 27,5 miliardi di euro nell'arco di piano (incrementando quindi l'ammontare del piano precedente, pari a 24,6 miliardi di euro), di cui quasi il 60 per cento dedicati alla crescita industriale; circa il 92 per cento dei nuovi investimenti per la crescita, pari a 16,5 miliardi di euro, sarà finalizzato a rafforzare l'aumento dei ricavi in attività a basso profilo di rischio, quali le reti e le energie rinnovabili ⁴². I fattori di crescita specifici per linea di *business* sono i seguenti:
 - rinnovabili - Il posizionamento nel *business* delle rinnovabili consente di continuare a trarre vantaggio dalle prospettive di crescita globale grazie a un mix tecnologico e geografico diversificato. Il nuovo piano, che prosegue nel solco della precedente esperienza, prevede di investire nel periodo 2019-2021 10,6 miliardi euro di *capex* per lo sviluppo di capacità aggiuntiva per 7,8 GW, anche attraverso il modello BSO;

⁴² Anche attraverso l'adozione in tale settore di un modello di *business* c.d. "BSO" (*Build, Sell and Operate*) a minor intensità di capitale, in modo da ridurre i rischi e accelerare la creazione di valore.

- reti - Il Gruppo prevede di investire nelle reti nel periodo 2019-2021 circa 11,1 miliardi di euro destinati a digitalizzazione, installazione di *smart meter* e resilienza climatica delle reti elettriche, oltre che all'aumento della qualità del servizio, sempre più importante nei Paesi dell'America Latina;
 - *retail* - La crescita nel mercato *retail* è principalmente riconducibile all'incremento della base clienti, anche all'esito del processo di liberalizzazione in Italia, nonché all'innovazione dell'offerta commerciale. Il Gruppo mira ad incrementare la base clienti *retail* sul mercato libero a oltre 36 milioni di clienti entro il 2021;
- c) l'ulteriore razionalizzazione e semplificazione della struttura societaria e la gestione attiva del portafoglio mediante la conferma dell'obiettivo di rotazione degli *asset* (*Asset rotation*)⁴³. Ciò comporterà una significativa riduzione del numero di società, nonché un contestuale incremento dell'interessenza degli azionisti del Gruppo Enel nelle controllate, con l'obiettivo di ridurre la quota di utili da distribuire ai soci di minoranza fino a raggiungere, nel 2021, un rapporto dell'utile di Gruppo sul totale pari al 71%;
- d) il crescente impegno verso il capitale umano e la sostenibilità al fine di creare valore di lungo termine condiviso con le comunità in cui Enel opera, migliorandone le condizioni di vita e la disponibilità di energia. In questo quadro si segnalano:
- il sostegno a progetti per garantire un'istruzione di qualità, equa e inclusiva, che ha riguardato 1 milione di beneficiari (SDG 4), con l'obiettivo di raggiungere 2,5 milioni di persone nel periodo 2015-2030;
 - i progressi nell'offrire accesso a energia economica, affidabile, sostenibile e moderna, che ha riguardato 6,3 milioni di beneficiari, di cui 3,3 in America latina, Asia e Africa (SDG 7), con un *target* di 10 milioni al 2030;
 - la promozione della crescita economica, duratura, inclusiva e sostenibile con progetti che hanno riguardato 1,8 milioni di beneficiari (SDG 8) per raggiungere quota 8 milioni entro il 2030;
 - ulteriori progressi verso un portafoglio di generazione a zero emissioni, in linea con l'obiettivo di emissioni di CO₂ pari a 0,23 g per kWh e l'impegno di decarbonizzazione al 2050, assunto di fronte alle Nazioni Unite nel settembre 2015

⁴³ Dismissioni e reinvestimento di capitale.

(SDG 13). Durante il 2018, il 51% della generazione di Gruppo è risultato essere a emissioni zero e le emissioni specifiche di CO₂ sono state pari a 0,356 g per KWhe.

Nell'ultimo aggiornamento strategico, sono stati introdotti nuovi obiettivi che contribuiscono agli SDG 9 (Industria, innovazione e infrastrutture) e SDG 11 (Città e comunità sostenibili), come il numero di *smart meter* installati (circa 44 milioni, con un *target* al 2021 di 46,9 milioni) e i punti di ricarica per la mobilità elettrica (49 mila già installati, con un *target* al 2021 di 455 mila).

Il Gruppo ha confermato, dunque, i principi fondamentali della propria strategia con un'ulteriore evoluzione e accelerazione nell'attuazione. Relativamente alla digitalizzazione, è previsto un investimento nell'arco di piano pari a 5,4 miliardi di euro circa per digitalizzare gli *asset* e i processi legati alla gestione e all'interazione con i clienti, nonché le modalità di lavoro all'interno del Gruppo sia in termini di processi che di *skills*; sul fronte dell'attenzione al cliente il Gruppo ha fornito un impulso significativo anche grazie alla *Global Business Line* Enel X.

Infine, il Piano Strategico prevede un'attrattiva politica di remunerazione degli azionisti, vista la capacità e la confidenza nel raggiungimento dei *target* economico-finanziari, con l'introduzione di un dividendo minimo garantito (0,28 euro per azione nel 2018, 0,32 euro per azione nel 2019, 0,34 euro per azione nel 2020 e 0,36 euro per azione nel 2021) con un *dividend payout ratio* del 70% nel periodo 2019-2021.

4.2 - I fatti di gestione più rilevanti

4.2.1 - Fatti di rilievo del 2018

Tra le molteplici attività poste in essere dal Gruppo Enel nel corso dell'esercizio 2018, meritano di essere segnalate, per il loro rilievo, quelle di seguito riportate.

Business

Enel Green Power España S.L., la società per le rinnovabili di Endesa, ha avviato i lavori di costruzione del parco solare fotovoltaico di Totana da 84,7 MW, il più grande della società in Spagna. L'investimento complessivo nella costruzione dell'impianto ammonta a circa 59 milioni di euro. A regime, l'impianto solare, composto da 248.000 pannelli fotovoltaici, sarà in grado di generare circa 150 GWh l'anno, evitando l'emissione annuale in atmosfera di circa 105.000 tonnellate di CO₂. Totana è il primo di sette impianti solari, con una capacità totale di

339 MW, aggiudicati a EGPE nella terza asta per le rinnovabili indetta dal Governo spagnolo nel luglio 2017.

Il 22 ottobre 2018 Enel Green Power Brasil Participações Ltda ha avviato la costruzione del parco solare São Gonçalo da 475 MW a São Gonçalo do Gurguéia, nello Stato brasiliano nordorientale di Piauí. São Gonçalo, che dovrebbe entrare in esercizio nel 2020, è il più grande impianto fotovoltaico attualmente in corso di costruzione del Sud America. Il Gruppo investirà circa 1,4 miliardi di real brasiliani per la costruzione di São Gonçalo, pari a circa 390 milioni di dollari statunitensi. Una volta entrato a regime, l'impianto sarà in grado di generare oltre 1.200 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 600.000 tonnellate di CO₂. Dei 475 MW di capacità installata di São Gonçalo, 388 MW sono stati assegnati al Gruppo Enel all'esito dell'asta pubblica brasiliana A-4 del dicembre 2017 e verranno commercializzati nel quadro di contratti ventennali di fornitura a un *pool* di società di distribuzione operanti sul mercato regolamentato del Paese. I restanti 87 MW produrranno energia per il mercato libero.

Il 5 novembre 2018 l'*utility* marocchina ONEE (Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable), l'agenzia marocchina per l'energia sostenibile (Moroccan Agency for Sustainable Energy, MASEN) e Midelt Wind Farm S.A., società veicolo detenuta dalla stessa ONEE e dal consorzio costituito da Enel Green Power S.p.A. con Nareva, la principale azienda elettrica indipendente in Marocco, hanno firmato il cosiddetto "*financial close*" per avviare la costruzione a Midelt del primo dei parchi eolici inclusi nel *Projet Eolien Intégré* da 850 MW. I lavori di costruzione del nuovo parco, che avrà una capacità di 180 MW, dovrebbero terminare in 24 mesi. Il *Projet Eolien Intégré* da 850 MW è stato aggiudicato al consorzio formato da EGP e Nareva a seguito di una gara internazionale. L'investimento totale nel parco eolico di Midelt ammonta a 2,5 miliardi di dirham marocchini, equivalenti a circa 230 milioni di euro, ed è finanziato dagli azionisti tramite *equity* e da ONEE tramite debito.

Il 28 novembre 2018 Enel Green Power España S.L., la società a capo della *business line* per le rinnovabili di Endesa, ha avviato i lavori di costruzione di tre parchi solari per una capacità totale di circa 127 MW nelle municipalità di Casas de Don Pedro e Talarrubias, i primi della società nella provincia di Badajoz, nell'Estremadura spagnola. I tre impianti fotovoltaici, Navalvillar, Valdecaballero e Castilblanco, avranno una capacità installata di oltre 42 MW ciascuno e richiederanno un investimento complessivo di circa 100 milioni di euro. A regime, gli impianti, che comprendono più di 372.000 pannelli fotovoltaici, saranno in grado di

generare circa 250 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 165.000 tonnellate di CO₂. I lavori di costruzione si svolgeranno secondo il modello "*Sustainable Construction Site*" di Enel Green Power, con uso di energia rinnovabile per soddisfare il fabbisogno energetico dei lavori grazie a un impianto fotovoltaico da 20 kW per alimentare i tre cantieri, oltre alle iniziative mirate al coinvolgimento della popolazione locale in questa fase.

L'11 dicembre 2018 il Gruppo Enel, tramite la controllata per le rinnovabili Enel Green Power México S.r.l. de C.V., ha avviato i lavori di costruzione del parco eolico Dolores (244 MW) nella municipalità di China. L'impianto, il primo che Enel costruisce nello Stato di Nuevo León, richiederà un investimento complessivo di circa 280 milioni di dollari statunitensi, in linea con il Piano Strategico della Società. Si prevede che il parco eolico Dolores entrerà in servizio nella prima metà del 2020.

Enel, attraverso la sua controllata statunitense per le rinnovabili Enel Green Power North America, Inc., il 12 dicembre 2018 ha avviato le attività del parco eolico HillTopper da 185 MW, il primo di sua proprietà nello Stato dell'Illinois. La costruzione di HillTopper ha richiesto un investimento di circa 325 milioni di dollari statunitensi.

Aggiudicazioni

e-distribuzione S.p.A., la società del Gruppo Enel operante in Italia nel settore della distribuzione e misura dell'energia elettrica, 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.

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.

Enel, tramite la controllata indiana per le rinnovabili Enel Green Power India Private Limited, il 6 aprile 2018 si è aggiudicata la prima asta sulle rinnovabili in India, assicurandosi il diritto di firmare un contratto venticinquennale per la fornitura dell'energia generata da un impianto eolico da 285 MW nello Stato di Gujarat. L'impianto è stato aggiudicato in una gara nazionale per 2 GW di capacità eolica indetta dalla società pubblica Solar Energy Corporation of India ("SECI"). Enel investirà oltre 290 milioni di dollari statunitensi per la costruzione dell'impianto eolico, supportato da un contratto venticinquennale che prevede la vendita di determinati volumi dell'energia generata a SECI. L'impianto, che dovrebbe entrare in funzione nel secondo semestre 2019, potrà generare oltre 1.000 GWh di energia rinnovabile l'anno, offrendo una risposta significativa sia alla domanda indiana di nuova capacità di generazione, sia all'impegno del Paese a conseguire i propri obiettivi ambientali. L'attuale Governo indiano si è fissato l'obiettivo di dotarsi di 100 GW di capacità di generazione solare e di 60 GW di energia eolica entro il 2022, aumentando l'attuale capacità che è, rispettivamente, di 20 GW e di 33 GW.

Accordi strategici

Enel S.p.A. e il Ministero dei Beni Culturali hanno firmato il 15 febbraio 2018 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 divisione 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.

In data 24 ottobre 2018 Enel S.p.A., tramite RusEnergoSbyt LLC, la *joint venture* russa tra Enel e il Gruppo ESN, ha siglato un accordo di cooperazione strategica e ampliamento della *partnership* con la società per azioni Russian Railways, che include un'estensione del contratto di fornitura energetica che lega le due società dal 2008.

Acquisizioni e cessioni

Nel mese di aprile 2018 Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. ("Enel Sudeste"), società interamente posseduta dalla controllata brasiliana Enel Brasil S.A., ha lanciato un'offerta pubblica volontaria per l'acquisizione dell'intero capitale della società di distribuzione elettrica brasiliana Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Eletropaulo") per un corrispettivo di 28,0 real brasiliani per azione, condizionata all'acquisizione di un numero totale di azioni rappresentative di oltre il 50% del capitale stesso. Il 31 maggio 2018 Enel Sudeste ha migliorato i termini dell'offerta incrementando il corrispettivo a 45,22 real brasiliani per azione. In data 5 giugno 2018 Enel Sudeste ha ricevuto conferma dalle autorità brasiliane circa l'adesione alla propria offerta di 122.799.289 azioni, pari al 73,38% del capitale della società, il cui corrispettivo è stato pagato il 7 giugno 2018. Enel, il 16 luglio 2018, ha annunciato

che Enel Sudeste, società controllata da Enel, ha ricevuto conferma che nel periodo compreso tra il 5 giugno e il 4 luglio 2018, secondo quanto previsto dalla normativa della Borsa brasiliana, gli azionisti di Eletropaulo le hanno venduto ulteriori 33.359.292 azioni della società, pari al 19,9% del capitale sociale, per il medesimo corrispettivo di 45,22 real brasiliani per azione previsto per l'offerta pubblica volontaria effettuata da Enel Sudeste per acquistare l'intero capitale di Eletropaulo. La partecipazione complessiva posseduta da Enel Sudeste aumenta quindi al 93,31% del capitale di Eletropaulo dal precedente 73,38%. Tenendo in considerazione le azioni proprie già possedute dalla società, la partecipazione ammonta al 95,05% del capitale di Eletropaulo ed è stata, nel corso del mese di settembre 2018, ulteriormente aumentata al 95,88% per la sottoscrizione da parte di Enel Sudeste dell'aumento di capitale di Eletropaulo. L'investimento complessivo di Enel Sudeste per l'acquisto di tale partecipazione ammonta a 1.541 milioni di euro.

Enel, tramite Enel X International S.r.l., società interamente controllata da Enel X, la società per soluzioni energetiche avanzate del Gruppo, il 3 luglio 2018 ha finalizzato l'acquisizione da una *holding* controllata da Sixth Cinven Fund (fondo gestito dalla società di *private equity* internazionale Cinven), a fronte di un investimento di 150 milioni di euro, di circa il 21% del capitale di una società veicolo ("NewCo"), nella quale è confluito il 100% di Ufinet International, operatore *wholesale* di reti in fibra ottica *leader* in America Latina. Sixth Cinven Fund, a sua volta, detiene circa il 79% del capitale della NewCo. Enel X International e Sixth Cinven Fund detengono il controllo congiunto di Ufinet International, ciascuno esercitando il 50% dei diritti di voto nell'assemblea degli azionisti della NewCo. In base agli accordi tra le parti, con il *closing* dell'operazione Enel X International ha un'opzione *call* per acquisire la partecipazione di Sixth Cinven Fund, che potrà esercitare tra il 31 dicembre 2020 e il 31 dicembre 2021, con un investimento aggiuntivo compreso fra 1.320 milioni di euro e 2.100 milioni di euro e definito sulla base di determinati indicatori di *performance*. Nel caso in cui Enel X International non eserciti l'opzione *call* entro il 31 dicembre 2021, verrà meno il suo controllo congiunto sulla NewCo. In tale ipotesi, Sixth Cinven Fund potrà vendere la sua partecipazione con diritto di *drag along* su quella di Enel X International, mentre quest'ultima avrà un diritto di *tag along* nel caso in cui Sixth Cinven Fund riduca la propria partecipazione al di sotto del 50% del capitale della NewCo. Ufinet International, per la dimensione delle sue attività, per il modello di *business* sviluppato e per il *footprint* geografico, rappresenta per il

Gruppo Enel una significativa opportunità per accelerare lo sviluppo nel settore della banda ultralarga in America Latina, che, in linea con il Piano Strategico 2018-2020 del Gruppo, è parte degli obiettivi di *business* di Enel X. Con questa operazione, il Gruppo raggiunge un posizionamento immediato nel mercato latino-americano dei servizi a valore aggiunto, accelerandone lo sviluppo tramite competenze e tecnologie già consolidate da Ufinet International e accedendo a un vasto portafoglio di clienti in un'area geografica caratterizzata da elevati tassi di crescita e di urbanizzazione.

Il 4 settembre 2018 Enel Produzione S.p.A., società controllata al 100% da Enel S.p.A., e la società ceca Energetický a Pru°myslový Holding A.S. ("EPH") hanno firmato un accordo che modifica alcuni termini e condizioni del contratto (il "Contratto") sottoscritto in data 18 dicembre 2015 concernente la vendita della partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne a.s., in linea con quanto concordato nel *Term Sheet* firmato dalle parti nel mese di maggio 2017. Tale accordo è divenuto efficace a seguito del soddisfacimento delle condizioni sospensive previste dal finanziamento subordinato indicato di seguito. Per effetto delle modifiche concordate tra Enel Produzione ed EPH, e contenute nell'accordo sopracitato, il Contratto disciplina anche i rapporti tra le parti per quanto riguarda il relativo supporto finanziario che le stesse forniranno a Slovenské elektrárne a servizio del completamento delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce. In particolare, il *Term Sheet* prevede che Enel Produzione provvederà a concedere, direttamente o attraverso altra società del Gruppo Enel, un finanziamento subordinato alla HoldCo, che dovrà renderlo disponibile a Slovenské elektrárne, per un importo massimo di 700 milioni di euro e con scadenza nel gennaio 2027. Il Contratto - che contempla la cessione da parte di Enel Produzione a EP Slovakia del restante 50% del capitale della HoldCo mediante l'esercizio delle rispettive opzioni *put* o *call* - è stato, inoltre, aggiornato per indicare che il rimborso anticipato del finanziamento (o la sua scadenza) rappresenta una condizione aggiuntiva per l'esercizio delle opzioni sopra indicate. Ciò significa che l'esercizio di tali opzioni potrà aver luogo in concomitanza con la prima tra le seguenti date: (a) 12 mesi dall'ottenimento del *Trial Operation Permit* dell'unità 4 della centrale nucleare di Mochovce; o (b) la cosiddetta "Long Stop Date"⁴⁴ e, in entrambi i casi, solo una volta che la condizione aggiuntiva di cui sopra si sia verificata. Sulla base dell'attuale programma

⁴⁴ La *Long Stop Date* è la data decorsa la quale è consentito sia a Enel Produzione sia a EP Slovakia di esercitare le rispettive opzioni *put* e *call*, anche in assenza del completamento delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce.

di lavoro e in linea con le modifiche apportate al Contratto, si prevede che le indicate opzioni *put* e *call* diventino esercitabili entro la prima metà del 2021. Inoltre, la *Long Stop Date*, inizialmente fissata al 30 giugno 2022, è stata posticipata di 12 mesi rispetto al termine originario. Il Contratto, infine, prevede ora che il già contemplato meccanismo di conguaglio del corrispettivo complessivo delle due fasi dell'operazione, da applicare al perfezionamento della seconda di tali fasi sulla base di vari parametri, venga integrato con un meccanismo di compensazione di ogni importo eventualmente dovuto da Enel Produzione a EP Slovakia con quanto dovuto da quest'ultima o da EPH in favore di società del Gruppo Enel a titolo di capitale e interessi nel caso in cui EP Slovakia o EPH subentrino nel finanziamento al momento del *closing* della seconda fase dell'operazione.

Enel, attraverso la controllata per le rinnovabili Enel Green Power S.p.A. ("EGP"), ha perfezionato, in data 28 settembre 2018, l'operazione con Caisse de dépôt et placement du Québec ("CDPQ"), un investitore istituzionale di lungo termine, e il veicolo di investimento dei principali fondi pensione messicani CKD Infraestructura México S.A. de C.V. ("CKD IM"), relativa alla cessione dell'80% del capitale di otto società veicolo ("SPV"), proprietarie in Messico di altrettanti impianti in esercizio e in costruzione, per una capacità complessiva di 1,8 GW. A seguito del perfezionamento dell'operazione EGP e CDPQ possiedono rispettivamente il 20% e il 40,8% del capitale delle SPV tramite una *holding* di nuova costituzione, mentre CKD IM possiede il 39,2% del capitale delle stesse SPV tramite nuove *sub-holding*. EGP manterrà la gestione operativa degli impianti di cui sono titolari le società veicolo e completerà quelli ancora in costruzione tramite due controllate di nuova costituzione. Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2020, EGP potrà conferire o cedere ulteriori impianti, incrementando la sua partecipazione indiretta nelle società veicolo e divenendone azionista di maggioranza. L'*enterprise value* del 100% delle SPV è pari a circa 2,6 miliardi di dollari statunitensi, con *equity value* pari a circa 0,3 miliardi, *project financing* per circa 0,8 miliardi e finanziamenti tra parti correlate per un totale di 1,5 miliardi. A seguito del perfezionamento dell'operazione, CDPQ e CKD IM hanno pagato 1,4 miliardi di dollari statunitensi, di cui un corrispettivo di circa 0,2 miliardi per la partecipazione di maggioranza nelle SPV e circa 1,2 miliardi per finanziamenti tra parti correlate concessi alle SPV. Il corrispettivo pagato è soggetto agli adeguamenti usuali per questa tipologia di operazioni, principalmente legati a variazioni del capitale circolante

netto delle società veicolo. L'operazione è stata realizzata applicando il modello *Build, Sell and Operate* ("BSO"), in linea con il Piano Strategico di Gruppo.

In data 18 ottobre 2018 Enel Green Power S.p.A. ha perfezionato al prezzo di 59 milioni di euro la cessione dell'impianto in esercizio di produzione di energia elettrica da biomasse di Finale Emilia. La cessione si inquadra all'interno di un accordo firmato dal Gruppo Enel con F2i SGR S.p.A. per la cessione dell'intero portafoglio di impianti di produzione di energia elettrica da biomasse in Italia per una potenza installata complessiva netta pari a circa 108 MW. L'accordo riguarda in particolare gli impianti in esercizio di Mercure e Finale Emilia, situati rispettivamente in Calabria e in Emilia-Romagna, il 50% di PowerCrop S.p.A. – la *joint venture* paritetica Enel Maccaferri – che detiene gli impianti in costruzione di Russi e Macchiareddu, ubicati rispettivamente in Emilia-Romagna e in Sardegna, e il progetto per la costruzione dell'impianto in fase di autorizzazione di Casei Gerola, in Lombardia. L'operazione, che si colloca nell'ambito della strategia del Gruppo di gestione attiva e rotazione degli *asset*, ha comportato un corrispettivo per la cessione dell'intero portafoglio di impianti pari a circa 335 milioni di euro.

Enel Green Power S.p.A. il 14 dicembre 2018 ha perfezionato un accordo con la società energetica Atlantica Yield relativo alla cessione della controllata al 100% Enel GreenPower Uruguay S.A., a sua volta proprietaria tramite la società veicolo Estrellada S.A. del parco eolico di Melowind da 50 MW a Cerro Largo, a circa 320 km da Montevideo. Enel Green Power ha venduto la sua controllata in Uruguay per circa 120 milioni di dollari statunitensi, l'equivalente dell'*enterprise value* della società.

Enel Green Power S.p.A. il 21 dicembre 2018 ha venduto la sua quota del 50% nella *joint venture* EF Solare Italia S.p.A., detenuta tramite Marte S.r.l., una società interamente controllata da EGP, all'altro *partner* della *joint venture*, F2i SGR S.p.A., per un corrispettivo di 214 milioni di euro. Secondo quanto previsto dall'accordo di compravendita, EFSI, che acquista e gestisce impianti solari in esercizio in Italia, ha un *enterprise value* di circa 1,3 miliardi di euro, di cui circa 430 milioni di euro di *equity value* e circa 900 milioni di euro di indebitamento verso terzi.

Operazioni finanziarie

In data 9 gennaio 2018 Enel Finance International N.V. 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. Le risorse finanziarie nette rivenienti dall'emissione - effettuata nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie denominato "€35,000,000,000 Euro Medium Term Notes Programme" - saranno utilizzate per finanziare, in tutto o in parte, i cosiddetti "eligible green projects" del Gruppo Enel individuati in conformità ai cosiddetti "Green Bond Principles" pubblicati dall'ICMA - International Capital Market Association.

Il 15 maggio 2018 Enel ha lanciato con successo sul mercato europeo un'emissione *multi-tranche* di prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi denominati in euro, destinati a investitori istituzionali e aventi una durata media di circa sette anni, per un ammontare complessivo pari a 1,250 miliardi di euro. L'operazione ha raccolto adesioni per un importo superiore a 3 miliardi di euro. L'emissione è effettuata in esecuzione di quanto deliberato il 9 maggio scorso dal Consiglio di Amministrazione della Società, il quale ha autorizzato l'emissione da parte di Enel, entro il 31 dicembre 2019, di uno o più nuovi prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi, per un importo massimo pari al controvalore di 3,5 miliardi di euro. L'operazione è strutturata nelle seguenti *tranche*:

> 500 milioni di euro, con scadenza 24 novembre 2078 e cedola fissa annuale del 2,500% fino alla prima data di rimborso anticipato, prevista il 24 novembre 2023. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al tasso Euro Mid Swap di riferimento incrementato di un margine di 209,6 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 24 novembre 2028 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 24 novembre 2043. La cedola fissa è pagabile ogni anno in via posticipata nel mese

di novembre, a partire dal 24 novembre 2018. Il prezzo di emissione è stato fissato al 99,375% e il rendimento effettivo alla prima data di rimborso anticipato è pari al 2,625%;

> 750 milioni di euro, con scadenza 24 novembre 2081 e cedola fissa annuale del 3,375% fino alla prima data di rimborso anticipato, prevista il 24 novembre 2026. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al tasso Euro Mid Swap di riferimento, incrementato di un margine di 258 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 24 novembre 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 24 novembre 2046. La cedola fissa è pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di novembre, a partire dal 24 novembre 2018. Il prezzo di emissione è stato fissato al 99,108% e il rendimento effettivo alla prima data di rimborso anticipato è pari al 3,500%.

L'operazione si è conclusa in data 24 maggio 2018. Inoltre, nel corso del mese di maggio 2018 sono state realizzate ulteriori operazioni:

- > un'offerta di scambio volontaria non vincolante (*Exchange Offer*), promossa dal 14 maggio 2018 al 18 maggio 2018, attraverso la quale Enel ha acquistato 250,019 milioni di euro dell'obbligazione ibrida da 1.000 milioni di euro, emessa dalla stessa Enel nel mese di gennaio 2014 con scadenza 15 gennaio 2075. Il corrispettivo di tale acquisto è costituito da:
 - un incremento di 250,019 milioni di euro dell'ammontare della *tranche* sopra descritta con scadenza 24 novembre 2078 che passa da 500 milioni di euro a 750,019 milioni di euro;
 - una componente in denaro per un ammontare complessivo pari a 20.909.088,97 euro;
- > un'offerta volontaria non vincolante (*Tender Offer*) promossa dal 14 maggio 2018 al 18 maggio 2018, attraverso la quale Enel ha acquistato per cassa 731,744 milioni di euro dell'obbligazione ibrida da 1.250 milioni di euro emessa dalla stessa Enel nel mese di settembre 2013 con scadenza 10 gennaio 2074.

Le operazioni sopra descritte sono in linea con la strategia finanziaria del Gruppo Enel delineata nel Piano Strategico 2018-2020.

Il 1° agosto 2018 Enel Green Power RSA (Pty) Ltd, la controllata sudafricana del Gruppo Enel per le energie rinnovabili, ha sottoscritto con due importanti finanziatori, Nedbank Limited e Absa, tutti gli accordi di *project finance* per un importo massimo di 950 milioni di euro, ovvero fino all'80% dell'investimento totale di circa 1,2 miliardi di euro relativo a un portafoglio di cinque nuovi progetti eolici per una capacità totale di circa 700 MW. I cinque impianti - Nxuba,

Oyster Bay, Garob, Karusa e Soetwater - hanno una capacità di circa 140 MW ciascuno. Il Gruppo Enel conferirà circa 230 milioni di euro in capitale per la costruzione dei cinque parchi eolici. Dopo la firma di questi accordi, che sancisce il cosiddetto “*financial close*”, i lavori di costruzione del primo progetto, quello di Nxuba, dovrebbero iniziare entro la fine del 2018. Dopo l’avvio dei lavori di Nxuba, la costruzione di Oyster Bay e Garob dovrebbe iniziare entro il primo semestre del 2019, mentre quella di Soetwater e Karusa dovrebbe avvenire nel secondo semestre dello stesso anno. Nxuba dovrebbe entrare in esercizio nel secondo semestre del 2020, Oyster Bay nel primo semestre del 2021, mentre Garob, Soetwater e Karusa nel secondo semestre del 2021. Entro il 2021 dovrebbero entrare a regime tutti e cinque i parchi eolici.

Enel Finance International N.V., la società finanziaria del Gruppo controllata da Enel, il 12 settembre 2018 ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali un’emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali per un totale di 4 miliardi di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 3,5 miliardi. L’emissione, garantita da Enel, ha ricevuto richieste in esubero per circa tre volte, totalizzando ordini per un ammontare pari a circa 11 miliardi di dollari statunitensi. L’emissione obbligazionaria rientra nella strategia di finanziamento del Gruppo Enel e di rifinanziamento del debito consolidato in scadenza. L’elevata domanda da parte degli investitori per questa terza emissione lanciata sul mercato statunitense da Enel dal 2017 a oggi conferma ancora una volta l’apprezzamento dei mercati finanziari per la solidità dei fondamentali, dei risultati economici e della struttura finanziaria del Gruppo. L’operazione è strutturata nelle seguenti *tranche*:

- > 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 4,250% con scadenza 2023;
- > 1.500 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 4,625% con scadenza 2025;
- > 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 4,875% con scadenza 2029.

Alle *tranche* sopra indicate, in considerazione delle relative caratteristiche, è stato assegnato un *rating* provvisorio pari a BBB+ da parte di Standard & Poor’s, a Baa2 da parte di Moody’s e a BBB+ da parte di Fitch. Il *rating* di Enel è BBB+ (*stable*) per Standard & Poor’s, Baa2 (*stable*) per Moody’s e BBB+ (*stable*) per Fitch.

Operazioni societarie

Il 26 marzo si è conclusa con successo l'OPA lanciata da Enel Chile S.A. sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile S.A. detenute dai soci di minoranza di quest'ultima, la cui efficacia risultava subordinata all'acquisizione di un numero complessivo di azioni tale da consentire a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione a oltre il 75% del capitale di Enel Generación Chile da circa il 60% precedente l'operazione. Infatti, l'OPA ha raggiunto adesioni per un numero di azioni corrispondente a circa il 33,6% del capitale di Enel Generación Chile, consentendo così a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale. L'operazione è parte del processo di semplificazione del Gruppo, uno dei cinque principi fondamentali del Piano Strategico. Enel prevede di proseguire nella riduzione del numero di società operative in Sud America, con l'obiettivo di raggiungere meno di 30 società operative nella regione entro il 2020, a fronte delle 53 società presenti a fine 2017. In particolare, il 25 marzo 2018, data di pubblicazione dell'avviso concernente gli esiti dell'OPA (*aviso de resultado*), è divenuta efficace l'accettazione dell'OPA di Enel Chile da parte dei soci di minoranza di Enel Generación Chile che vi hanno aderito. All'esito della riorganizzazione societaria sopra descritta, la partecipazione posseduta, direttamente e indirettamente, da Enel in Enel Chile si è attestata a circa il 62% del capitale di quest'ultima dal precedente 60,6%.

Il 2 aprile 2018 sono diventate efficaci la fusione per incorporazione della società per le rinnovabili Enel Green Power Latin America S.A. in Enel Chile S.A. e l'aumento di capitale di quest'ultima a servizio della stessa fusione. Nella medesima data, ai soci di Enel Chile che hanno esercitato in relazione a tale fusione il diritto di recesso è stato liquidato il valore delle loro azioni.

Enel, il 16 luglio 2018, ha annunciato che è stato depositato presso il Registro delle Imprese di Roma il progetto di fusione per incorporazione in Enel di Enel Holding Chile S.r.l., società interamente partecipata da Enel in via diretta, e Hydromac Energy S.r.l., società interamente partecipata da Enel per il tramite di Enel Holding Chile, approvato dagli organi di amministrazione delle suddette società. L'operazione si inquadra nell'ambito del processo di semplificazione della struttura societaria del Gruppo, che rappresenta uno dei principi fondamentali del Piano Strategico 2018-2020 di Enel. In particolare, l'operazione consentirà di consolidare in capo a Enel la partecipazione del Gruppo in Enel Chile S.A., pari al 61,93%,

attualmente detenuta, in via diretta, dalla stessa Enel per il 43,03% e, in via indiretta, tramite Hydromac Energy per il 18,88% ed Enel Holding Chile per lo 0,02%. Il 20 settembre 2018 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha approvato la fusione per incorporazione delle società interamente controllate Enel Holding Chile e Hydromac Energy in Enel.

Il 16 ottobre 2018 Enel ha annunciato di aver stipulato due contratti di *share swap* (le "Operazioni di *Share Swap*") con un istituto finanziario, al fine di incrementare la propria partecipazione nella controllata cilena quotata Enel Américas S.A. In base a quanto previsto dalle Operazioni di *Share Swap*, Enel può acquistare, in date che si prevede ricorrano entro il quarto trimestre del 2019: (i) fino a 1.895.936.970 azioni ordinarie di Enel Américas, e (ii) fino a 19.533.894 *American depositary shares* ("ADS") di Enel Américas, ognuna delle quali è equivalente a 50 delle predette azioni ordinarie. Le suddette azioni rappresentano complessivamente fino al 5,0% del capitale di Enel Américas. Il numero complessivo di azioni ordinarie e di ADS di Enel Américas effettivamente acquistate da Enel nell'ambito delle indicate Operazioni di *Share Swap* dipenderà dalla capacità dell'istituto finanziario che agisce quale controparte di effettuare le previste coperture nell'ambito delle operazioni stesse. L'incremento della partecipazione di Enel in Enel Américas risulta in linea con il Piano Strategico 2018-2020 del Gruppo Enel, che risulta focalizzato sulla riduzione della presenza delle partecipazioni di minoranza nelle società del Gruppo che operano in Sud America. Alla data del 31 dicembre 2018 l'ulteriore quota di interessenza del Gruppo in Enel Américas è pari al 2,43%.

4.2.2 - Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Tra le molteplici attività poste in essere successivamente alla chiusura dell'esercizio 2018, nel corso dell'esercizio 2019, meritano di essere segnalate, per il loro rilievo, le seguenti.

Business

Enel, attraverso la controllata cilena Enel Generación Chile S.A., e la multinazionale mineraria AngloAmerican hanno siglato un accordo in base al quale la controllata cilena di Enel fornirà per dieci anni fino a 3 TWh l'anno di energia rinnovabile ad AngloAmerican, per soddisfare il consumo energetico dell'azienda mineraria nel Paese. Si tratta del più grande contratto di fornitura di energia da fonte rinnovabile per volumi annui mai siglato dal Gruppo Enel oltre

che il più grande contratto di questo tipo in Cile. L'energia rinnovabile fornita da Enel Generación Chile consentirà ad AngloAmerican di ridurre di oltre il 70% le emissioni totali di CO2 in Cile. L'accordo sarà attivo a partire dal 2021.

Acquisizioni e cessioni

Enel, attraverso la sua controllata per le rinnovabili Enel Green Power North America, Inc., il 14 marzo 2019 ha perfezionato l'acquisizione del 100% di sette impianti operativi nel settore delle rinnovabili per un totale di 650 MW da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners, LLC, una *joint venture* controllata al 50% da Enel Green Power North America e per il restante 50% da GE Capital's Energy Financial Services, il ramo di General Electric per gli investimenti nel settore energetico. Il corrispettivo totale pagato per l'operazione è pari a circa 256 milioni di dollari statunitensi, a fronte di un *enterprise value* di circa 900 milioni di dollari statunitensi.

Il 26 marzo 2019, Enel Green Power S.p.A. ha acquisito Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili. Enel Green Power ha incorporato l'intera piattaforma di sviluppo di Tradewind che comprende 13 GW tra progetti eolici, solari e di *storage* situati negli Stati Uniti. L'accordo, inoltre, prevede la cessione al Gruppo Green Investment, parte della multinazionale australiana Macquarie, di Savion, società controllata al 100% da Tradewind, che dispone di una piattaforma di sviluppo di progetti solari e di *storage* da 6 GW.

Il 31 maggio Enel, attraverso la sua controllata Enel Green Power Brasil Participações Ltda, ha perfezionato la vendita del 100% di tre impianti rinnovabili in esercizio, per una capacità complessiva di 540 MW, alla società cinese CGN Energy International Holdings Co. Limited. Il corrispettivo totale dell'operazione, pagato a Enel al *closing*, è pari all'*enterprise value* degli impianti e ammonta a 2,9 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 660 milioni di euro.

Il 23 luglio 2019 l'Assemblea straordinaria degli azionisti della controllata russa Enel Russia PJSC ha deliberato di approvare la vendita dell'impianto a carbone di Reftinskaya GRES a JSC Kuzbassenergo, società controllata da Siberian Generating Company. Il corrispettivo è confermato in un importo non inferiore a 21 miliardi di rubli (equivalenti a circa 297 milioni di euro al cambio corrente), al netto dell'Iva e soggetto ad aggiustamenti fino al 5%; è inoltre prevista un'eventuale componente per un massimo di 3 miliardi di rubli (equivalenti a circa

42 milioni di euro al cambio corrente) da versare entro cinque anni dal perfezionamento della transazione, al verificarsi di determinate condizioni.

Operazioni finanziarie

In data 14 gennaio 2019 Enel Finance International N.V., società finanziaria del Gruppo controllata da Enel (*rating* BBB+ per S&P, Baa2 per Moody's, BBB+ per Fitch), ha collocato con successo sul mercato europeo il suo terzo *green bond*, destinato a investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata dalla stessa Enel. L'emissione ammonta a complessivi 1.000 milioni di euro e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza, in data 21 luglio 2025 e il pagamento di una cedola a tasso fisso pari a 1,500%, pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di luglio, a partire da luglio 2019. Il prezzo di emissione è stato fissato in 98,565% e il rendimento effettivo a scadenza è pari a 1,736%.

Il 15 maggio 2019 Enel ha lanciato con successo sul mercato europeo un'emissione di un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido denominato in euro per un ammontare complessivo pari a euro 300 milioni. L'operazione ha ricevuto richieste in esubero di 4 volte l'offerta, per un ammontare superiore a 1,2 miliardi di euro.

L'operazione è strutturata come segue:

- > 300 milioni di euro, con scadenza 24 maggio 2080 e cedola fissa annuale del 3,500% fino alla prima data di rimborso anticipato, prevista il 24 maggio 2025. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 356,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 24 maggio 2030 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 24 maggio 2045. La cedola fissa è pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di maggio, a partire dal 24 maggio 2020. Il prezzo di emissione è stato fissato al 99,337% e il rendimento effettivo alla prima data di rimborso anticipato è pari a 3,625%.

Inoltre, Enel ha annunciato il lancio, con periodo di offerta dal 15 maggio 2019 al 21 maggio 2019, di un'offerta di scambio volontaria non vincolante ("*Exchange Offer*").

Con la conclusione dell'*Exchange Offer*, la Società ha acquistato un ammontare complessivo pari a:

- > 340,2 milioni di euro dell'obbligazione ibrida con importo nominale ancora in circolazione di 749.981.000 euro, emessa dalla stessa Enel, con scadenza 15 gennaio 2075 (XS1014997073) e prima data di rimborso anticipato il 15 gennaio 2020;
- > 215,8 milioni di euro dell'obbligazione ibrida con importo nominale ancora in circolazione di 513.256.000 euro, emessa dalla stessa Enel, con scadenza 10 gennaio 2074 e prossima data di rimborso anticipato il 10 gennaio 2024.

Il 5 settembre 2019 Enel Finance International N.V. ha lanciato sul mercato dei capitali il primo strumento obbligazionario al mondo legato al raggiungimento di un obiettivo sostenibile, parte della strategia aziendale di Gruppo e in linea con l'impegno di Enel al raggiungimento dei *Sustainable Development Goals* delle Nazioni Unite. L'emissione obbligazionaria "sostenibile" *single-tranche*, destinata a investitori istituzionali, è stata effettuata per un totale di 1,5 miliardi di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 1,4 miliardi. Questa emissione obbligazionaria, prima nel suo genere e destinata a soddisfare l'ordinario fabbisogno finanziario della Società, è legata alla capacità del Gruppo di raggiungere, al 31 dicembre 2021, una percentuale di capacità installata da fonti rinnovabili (su base consolidata) pari o superiore al 55% della capacità installata totale consolidata. Per assicurare e garantire la trasparenza dei risultati, il raggiungimento di tale obiettivo (al 30 giugno 2019 già pari al 45,9%) sarà oggetto di specifico *assurance report* rilasciato dal revisore contabile incaricato. In particolare, l'operazione è strutturata in una singola *tranche* di 1,5 miliardi di dollari USA a tasso 2,650% con scadenza 10 settembre 2024. Il prezzo di emissione è stato fissato in 99,879% e il rendimento effettivo a scadenza è pari a 2,676%.

Operazioni societarie

Enel, nel mese di aprile 2019, ha incrementato la propria partecipazione al capitale della controllata cilena Enel Américas S.A. ("Enel Américas") al 56,42% dal precedente 51,8%, a seguito del regolamento di due operazioni di *share swap* (le "Operazioni di *Share Swap*") stipulate con un istituto finanziario nell'ottobre 2018 per acquisire fino a un massimo del 5% del capitale di Enel Américas. Enel ha poi acquisito effettivamente l'intero 5% entro gli inizi del mese di maggio 2019.

Il corrispettivo pagato per le azioni ordinarie e gli ADS (diritti cumulati su azioni - *American Depositary Shares*), in linea con le Operazioni di *Share Swap*, è pari rispettivamente a 346,1

milioni di dollari statunitensi e 164,7 milioni di dollari statunitensi (8,7 dollari statunitensi per ADS), per un totale di 510,8 milioni di dollari statunitensi.

Il 30 aprile 2019 l'assemblea degli azionisti della controllata cilena Enel Américas ha approvato un aumento del capitale sociale pari a 3 miliardi di dollari statunitensi da realizzarsi attraverso l'emissione di nuove azioni, da offrire in opzione ai soci in proporzione al numero di azioni da essi possedute e da sottoscrivere interamente in denaro. Attraverso tale aumento di capitale, Enel Américas intende potenziare la propria posizione finanziaria per perseguire nuove opportunità di crescita organiche e inorganiche, sia attraverso *minority buyout* sia tramite attività di M&A, ottimizzando i flussi di cassa e migliorando il livello di indebitamento. Inoltre, l'aumento di capitale consentirà un incremento del flottante e della capitalizzazione di Enel Américas. In relazione a tale aumento di capitale, Enel ha comunicato la propria intenzione di sottoscrivere, subordinatamente alle condizioni di mercato, azioni di Enel Américas corrispondenti alla sua partecipazione nella società, esercitando il proprio diritto di opzione.

Il 28 giugno Enel ha annunciato che prevede di aumentare fino a un massimo del 5% la propria partecipazione nella controllata quotata cilena Enel Américas, pari al 56,8% alla data dell'annuncio. A tal fine, Enel ha stipulato due nuove operazioni di *share swap* con un istituto finanziario per acquisire, in date che si prevede ricorrano entro il terzo trimestre 2020, ulteriori azioni ordinarie e ADS di Enel Américas.

Il 29 agosto 2019, con il termine del secondo periodo di offerta, si è concluso l'aumento di capitale di Enel Américas; le azioni complessivamente sottoscritte rappresentano il 99,49% dei 3 miliardi di dollari statunitensi. A seguito di tale aumento di capitale e della sottoscrizione di parte delle azioni inoptate da parte di Enel S.p.A., la percentuale di possesso in Enel Américas si è incrementata fino al 57,19%.

Altri eventi

Con riferimento alle novità introdotte con il decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, in materia di semplificazione e sostegno allo sviluppo ("Decreto legge Semplificazione"), convertito in legge nel febbraio 2019, si segnala l'introduzione di alcune modifiche al quadro normativo delle concessioni idroelettriche. Le principali modifiche riguardano: i) la proroga onerosa delle concessioni già scadute (fenomeno riguardante soggetti non appartenenti al Gruppo Enel) fino al 2023, ii) la regolamentazione della riassegnazione delle concessioni alla loro scadenza; iii) il

regime di indennizzo del concessionario uscente per il trasferimento degli *asset* legati alla concessione idroelettrica.

Si tratta di norme che fissano una serie di principi di ordine generale e che saranno oggetto di provvedimenti attuativi da parte delle regioni e delle autorità competenti al fine di disciplinare in dettaglio i rinnovi delle concessioni nel rispetto dei principi dettati dalla Costituzione.

Si rammenta che le concessioni idroelettriche attualmente detenute dal Gruppo che rientrano nell'ambito di applicazione del presente provvedimento avranno la loro naturale scadenza a partire dal 2029.

Il 17 maggio 2019 la controllata argentina Empresa Distribuidora Sur S.A. ("Edesur") ha sottoscritto con lo Stato nazionale argentino due accordi che consentono di risolvere alcuni temi regolatori pregressi e ancora pendenti.

Il primo accordo prevede il trasferimento dallo Stato argentino alla Provincia e alla città autonoma di Buenos Aires della qualità di concedente del servizio di distribuzione di energia elettrica svolto da Edesur, stabilendo che il medesimo servizio continuerà a essere gestito da Edesur agli stessi termini e condizioni previsti dal vigente contratto.

Il secondo accordo sancisce la positiva conclusione della negoziazione con le autorità argentine in relazione a partite regolatorie pregresse, consentendo al Gruppo Enel di operare in un contesto stabile e pienamente definito. In particolare, in base al secondo accordo, lo Stato nazionale argentino si impegna a rimettere, in favore di Edesur, i debiti originati da prestiti e da attività di compravendita di energia, nonché quelli derivanti dall'applicazione di agevolazioni tariffarie degli anni 2017 e 2018, e a condonare le sanzioni applicate nei confronti della stessa Edesur. Quest'ultima, inoltre, provvederà a estinguere i debiti maturati tra il 2006 e il 2016.

5. - IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

5.1 - Il mercato dell'energia elettrica

La seguente tabella espone i dati della produzione (suddivisa per fonte) e della domanda di energia elettrica in Italia nel 2018, rapportati a quelli dell'esercizio precedente, con evidenziazione di quelli relativi alla produzione, al trasporto e alla vendita di energia elettrica, nonché alla potenza netta installata, riferiti al gruppo Enel in Italia⁴⁵.

Tabella 15 - Il mercato dell'energia elettrica

PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA	2018	2017	var. %
	milioni di kWh	milioni di kWh	2018-17
produzione lorda			
termoelettrica	192.730	209.485	-8,0
idroelettrica	50.503	38.025	32,8
geotermica e da altre fonti	46.476	48.321	-3,8
Totale produzione lorda	289.709	295.831	-2,1
- consumi servizi ausiliari	-9.864	-10.564	-6,6
- produzione netta			
termoelettrica	184.336	200.305	-8,0
idroelettrica	49.929	37.557	32,9
geotermica e da altre fonti	45.580	47.404	-3,8
Totale produzione netta	279.845	285.266	-1,9
- importazioni nette	43.899	37.761	16,3
- energia immessa in rete	323.743	323.026	0,2
- consumi per pompaggi	-2.312	-2.478	-6,7
- energia richiesta sulla rete	321.431	320.548	0,3
FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA DI ENEL IN ITALIA	milioni di kWh	milioni di kWh	
- produzione netta			
termoelettrica	27.866	32.421	-14,0
idroelettrica	18.395	14.025	31,2
geotermica e da altre fonti	6.974	7.072	-1,4
Totale produzione netta	53.235	53.518	-0,5
- acquisti di energia	111.604	119.472	-6,6
- vendite di energia			
vendite all'ingrosso	34.756	64.749	-46,3
vendite sul mercato regolato (maggior tutela)	39.818	43.958	-9,4
vendite sul mercato libero ⁽¹⁾	64.500	59.262	8,8
Totale vendite	139.074	167.969	-17,2
- energia trasportata sulla rete di distribuzione Enel ⁽²⁾	227.660	228.460	-0,4
- potenza efficiente netta installata (MW)	27.624	27.652	-0,1

(1) Include le vendite sul mercato di salvaguardia per il 2018 per complessivi 2.028 milioni di kWh e per l'anno 2017 per complessivi 2.052 milioni di kWh

(2) Dato 2017 ricalcolato.

⁴⁵ Fonte: Enel e T.E.R.N.A.

Per ciò che concerne, più in particolare, l'incidenza nel mercato nazionale del Gruppo Enel, si riporta, invece, la seguente tabella⁴⁶.

Tabella 16 - Sintesi dei dati elettrici in Italia

SINTESI DATI ELETTRICI in ITALIA (milioni di KWh)	2018	2017	% 2018-2017
consumi nazionali di energia elettrica	303.444	301.881	0,5
produzione elettrica netta Enel	53.235	53.518	-0,5
acquisti complessivi Enel di energia elettrica	111.604	119.472	-6,6
produzione elettrica netta nazionale	279.844	285.118	-1,8
quota percentuale di produzione Enel sul totale nazionale	19,02	18,77	1,3
quota percentuale di vendita Enel di energia elettrica ai clienti finali su consumi nazionali	34,38	34,19	0,5
vendita complessiva Enel di energia elettrica ⁽¹⁾	139.074	167.969	-17,2
energia trasportata sulla rete di distribuzione Enel	227.660	228.460	-0,4

(1) Include le vendite all'ingrosso.

Con riferimento, infine, ai prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia, si evidenzia che nel 2018 il prezzo medio unico nazionale (PUN) sulla Borsa dell'energia elettrica è aumentato di circa il 14 per cento rispetto al valore medio 2017.

Il prezzo medio annuo nel 2018 (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) è incrementato di circa il 6 per cento rispetto all'anno precedente.

Nella tabella seguente sono riportati i relativi importi⁴⁷.

Tabella 17 - Andamento dei prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia

Trimestre	I	II	III	IV	I	II	III	IV
	2018				2017			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (€ per MWh) ⁽¹⁾	54,3	53,4	68,9	68,6	57,5	44,9	51,6	61,8
Utente domestico con consumo annuo di 2.700 kWh - prezzo al lordo di imposte (centesimi di euro per kWh) ⁽²⁾	20,6	19,0	20,2	21,8	18,6	19,2	19,7	19,6

(1) Prezzo medio annuo.

(2) Consumo rappresentativo della famiglia media italiana con contratto 3 kW - residente.

⁴⁶ Fonte: Enel e Terna.

⁴⁷ Fonte: elaborazioni Enel su dati del Gestore dei Mercati Energetici e dell'AEEGSI.

5.2 - Le tariffe

Si riporta di seguito la composizione percentuale dei prezzi medi di riferimento per il cliente tipo:

- componente energia: 50 per cento, per costi di approvvigionamento dell'energia e commercializzazione al dettaglio;
- costi di rete e di misura: 19 per cento, per i servizi tariffati a rete (trasmissione, distribuzione e misura);
- oneri generali di sistema: 18 per cento, per la copertura degli oneri relativi al *decommissioning* nucleare, all'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate, ai regimi tariffari speciali, alle compensazioni per le imprese elettriche minori, al sostegno alla ricerca di sistema, alle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia, alla copertura del *bonus* elettrico e alla promozione dell'efficienza energetica;
- imposte: 13 per cento, per Iva e altre imposte erariali (o accise) e locali.

6. - IL CONTENZIOSO DEL GRUPPO ENEL

Sul contenzioso di maggior rilievo che interessa il Gruppo Enel, si è già avuto modo di riferire ampiamente, da ultimo, con la relazione relativa all'esercizio 2017.

In questa sede ci si limiterà, pertanto, a illustrare gli eventuali aggiornamenti, nonché a riferire sulle principali controversie insorte in Italia e all'estero, sino alla data corrente.

6.1 - Contenzioso in materia ambientale

Centrale Termoelettrica di Porto Tolle

Sentenza del Tribunale penale di Adria in data 31 marzo 2006

Nel corso del 2013 è stata conclusa una transazione - senza alcun riconoscimento di responsabilità di Enel e di Enel Produzione - con alcune delle controparti (Enti locali emiliani) del processo civile, dinanzi alla Corte di Appello di Venezia, in ordine al risarcimento del danno patrimoniale e ambientale e al suo riparto tra gli imputati condannati con la suddetta sentenza per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibile alle emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle.

Con sentenza depositata in data 10 luglio 2014, la Corte di Appello di Venezia ha condannato gli imputati, in solido con Enel ed Enel Produzione, a risarcire alle parti civili private rimaste nel processo (privati cittadini e associazioni ambientaliste) una somma complessiva di 312.500 euro, oltre a 55.000 euro per spese legali, mentre ha dichiarato inammissibile, per le preclusioni intervenute nel corso del processo penale, la domanda proposta dal Ministero dell'ambiente tesa a ottenere un risarcimento di 100 milioni di euro (è stata, tuttavia, disposta una condanna risarcitoria generica con danno da liquidarsi in separato giudizio).

Enel ha proposto ricorso in Cassazione nel febbraio 2015 avverso la sentenza della Corte d'Appello di Venezia del 10 luglio 2014. Il 25 settembre 2018 la Corte di Cassazione ha accolto uno dei motivi di ricorso delle difese, annullando la condanna generica pronunciata a favore del Ministero e rinviando il giudizio alla Corte d'Appello di Venezia affinché si pronunci specificamente sull'eventuale risarcimento del danno. Al settembre 2019, il Ministero non ha ancora riassunto la causa dinanzi alla Corte di Appello di Venezia.

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 tredici 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 9 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 costituite 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 da Enel Produzione S.p.A.; analogo appello è stato proposto dal dipendente per il quale era stata dichiarata la prescrizione. L'8 febbraio 2019, la Corte di Appello di Lecce ha: (i) confermato la sentenza di primo grado quanto alle condanne penali per due dirigenti di Enel Produzione; (ii) rigettato le domande di risarcimento del danno di alcune parti private appellanti; (iii) accolto alcune domande di risarcimento danni, in primo grado rigettate, rinviando le parti, come le altre - la cui domanda era stata accolta in primo grado - dinanzi al giudice civile per la quantificazione, senza riconoscere provvisionali; (iv) confermato per il resto la sentenza del Tribunale di Brindisi fatta eccezione per l'estensione delle spese di lite anche alla Provincia di Brindisi, cui non era stato riconosciuto alcun risarcimento del danno né in primo, né in secondo grado.

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. Il procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia, invece è tuttora pendente e si trova in fase dibattimentale.

Sequestro della Centrale

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 gestionali nella gestione delle ceneri contestate. Alla società Enel Produzione, ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 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 già menzionate.

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 un'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, a decorrere dal 13 febbraio 2018, per il deposito della loro relazione.

Successivamente, a seguito di istanza di Enel Produzione in data 19 aprile 2018 e, tenuto conto delle esigenze connesse alla necessità di assicurare il funzionamento della centrale, il GIP ha autorizzato la società all'"utilizzo" della richiamata soluzione gestoria, finalizzata ad attuare una separazione delle ceneri per fasi di funzionamento, quale misura attuativa delle prescrizioni imposte dal Decreto di sequestro. A seguito di detta autorizzazione e nelle more dell'espletamento dell'incidente probatorio, il GIP ha successivamente disposto, ad istanza di Enel Produzione una nuova autorizzazione provvisoria di 90 giorni a decorrere dal 24 maggio 2018.

In data 16 luglio 2018 i periti nominati dal GIP hanno depositato la "Relazione Tecnica preliminare" i cui esiti confermano la validità dell'operato di Enel Produzione circa la

classificazione delle ceneri come “rifiuto non pericoloso” e la loro idoneità all’utilizzo in processi produttivi secondari come la produzione di cemento.

Il 19 luglio 2018 Enel Produzione ha, pertanto, depositato all’Autorità Giudiziaria istanza di dissequestro dell’impianto e delle somme oggetto di sequestro preventivo.

Il 23 luglio 2018, inoltre, Enel Produzione ha depositato la richiesta di ulteriore proroga di 90 giorni, a decorrere dal 22 agosto 2018, per l’uso dell’impianto.

Successivamente, il 1° agosto 2018, la Procura di Lecce ha proceduto al dissequestro della centrale che ha comportato il venir meno della custodia-amministrazione giudiziaria dell’impianto ed il riaccredito della somma (circa 523 milioni di euro) ad Enel Produzione. Tuttavia, la fase delle indagini preliminari risulta comunque pendente sia nei confronti degli indagati persone fisiche che della Società ai sensi del D. lgs. n. 231 del 2001.

In data 10 ottobre 2018 è stata depositata la “Relazione Tecnica definitiva”, concernente un’integrazione relativa ad una parte degli esiti analitici, dipesa dal fatto che essi non risultavano ancora disponibili in luglio, all’atto del deposito della relazione preliminare.

Il 6 dicembre 2018 il GIP presso il Tribunale di Lecce, su richiesta della Procura, aveva disposto per il 22 gennaio 2019 la fissazione dell’udienza per l’esame dei periti sulla consulenza depositata, successivamente rinviata.

6.2 - Contenzioso in materia previdenziale

Nel 2015 l’INPS ha avviato un’attività ispettiva presso le altre società italiane del Gruppo Enel, relativamente alle cessazioni per risoluzione consensuale del rapporto di lavoro verificatesi nel periodo 2010-2014, conclusasi con la notifica, nel gennaio del 2016, di 19 verbali di accertamento con cui è stata contestata l’omissione contributiva sulle somme erogate a titolo di "mensilità aggiuntive" e di "integrazione TFR" per un importo complessivo, compresi gli oneri aggiuntivi e le sanzioni, di 35,4 milioni di euro circa.

Essendo stati, questa volta, respinti i ricorsi amministrativi presentati al Comitato Amministratore del Fondo Pensioni Lavoratori Dipendenti, sono stati notificati, nel dicembre 2016, i conseguenti avvisi di addebito (per un importo onnicomprensivo di 38,5 milioni di euro), che sono stati, a loro volta, impugnati presso i Tribunali di Roma e di Milano.

Dopo una prima sentenza emessa dal Tribunale di Milano, che ha accolto integralmente l’opposizione di Enel, il Tribunale di Roma, con decisioni di identico contenuto emesse

all'inizio del 2018, ha accolto parzialmente le opposizioni di Enel, ritenendo dovuti i soli contributi sulle mensilità aggiuntive corrisposte (per un importo di circa 9 milioni di euro). Una successiva sentenza emessa da diverso Giudice del Tribunale di Roma ha invece accolto la posizione di Enel in modo integrale.

L'INPS ha già provveduto a impugnare le sentenze emesse dai giudici di primo grado ed Enel ha proposto appello incidentale impugnando i punti che l'hanno vista parzialmente soccombente.

Il 13 maggio u.s. è stata emessa dalla Corte di Appello di Milano la prima sentenza di II grado (solo dispositivo) nel giudizio che riguarda la società Enel Energia: è stata accolta l'impugnazione dell'Inps, per cui risultano interamente dovuti i contributi di cui ai due Avvisi di addebito notificati a Enel Energia, per complessivi 502.000 euro circa, oltre accessori.

6.3 - Contenzioso con la clientela

Contenzioso connesso al *blackout* del 28 settembre 2003

Risulta pendente il giudizio introdotto nel 2008 contro la Compagnia assicuratrice Cattolica per l'accertamento del diritto a ottenere il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli, a norma della polizza di responsabilità civile a suo tempo stipulata.

Infatti, la sentenza del 21 ottobre 2013 con la quale Tribunale di Roma ha dichiarato l'operatività della copertura assicurativa, disponendo l'obbligo della Compagnia assicuratrice di tenere indenne Enel rispetto a quanto pagato o da pagarsi agli utenti, nonché, nei limiti del massimale di polizza, per le spese legali di difesa.

Successivamente, la Compagnia ha impugnato la citata sentenza di primo grado avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. Con sentenza pubblicata il 9 ottobre 2018, la Corte d'Appello di Roma ha rigettato l'appello di Cattolica, confermando per l'effetto la sentenza di primo grado.

Nell'ottobre del 2014, comunque, Enel ha citato in giudizio la Compagnia assicuratrice per l'accertamento delle somme da questa dovute in esecuzione della suddetta pronuncia di primo grado e per ottenerne il pagamento (anche questo giudizio è tuttora pendente).

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.

Contenzioso in tema di modalità di pagamento della bolletta elettrica

Alla data del 31 dicembre 2018, i giudizi pendenti dinanzi Giudici di Pace promossi dai clienti di Enel Distribuzione S.p.A., al fine di ottenere il risarcimento dei presunti danni subiti, assommavano a circa 7.100, a fronte dei 51.500 circa pendenti all'inizio del 2013.

Permane, tuttavia, prevalente l'orientamento negativo del giudice d'appello in ordine alla spettanza di tale risarcimento.

6.4 - Contenzioso con partner commerciali, fornitori e concorrenti

Contenzioso BEG

Trattasi di un contenzioso rilevante, stante l'entità dell'esborso che ne potrebbe derivare in caso di soccombenza (450 milioni di euro circa) e l'introduzione di numerosi giudizi presso varie giurisdizioni estere.

Il tutto origina da un procedimento arbitrale avviato in Italia da BEG S.p.A. (BEG) in relazione a un presunto inadempimento di un accordo per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania da parte Enelpower S.p.A. (Enelpower). Infatti, dopo che tale procedimento si è concluso, nel 2002, con un lodo favorevole per Enelpower, confermato nel 2010 da una pronuncia della Corte di cassazione, BEG, attraverso la controllata Albania BEG Ambient Shpk (BEG Ambient), ha avviato, in relazione alla medesima vicenda, un giudizio in Albania, ottenendo una sentenza di condanna di Enelpower e di Enel, confermata dalla Corte di cassazione albanese, in esecuzione della quale è stato preteso il pagamento di oltre 430 milioni di euro.

Successivamente, BEG Ambient ha introdotto distinti giudizi per il riconoscimento della sentenza albanese a essa favorevole (quasi sempre accompagnati da contestuali azioni cautelari di sequestro conservativo) in Francia, negli Stati Uniti, in Olanda, in Irlanda e in Lussemburgo.

In Francia, il 29 gennaio 2018, il *Tribunal de Grande Instance* ha emesso una decisione favorevole a Enel ed Enelpower negando a BEG Ambient 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 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 BEG Ambient. BEG Ambient Shpk ha proposto appello avverso la citata sentenza ed è in corso la fase dello scambio di memorie tra le parti. L'udienza dinanzi la Corte di Appello di Parigi è fissata il 9 giugno 2020.

Nello stato di New York, in data 8 febbraio 2018, l'*Appellate Division* di New York ha accolto l'appello di Enel ed Enelpower e dichiarato il proprio difetto di giurisdizione sulle domande presentate da BEG Ambient. In considerazione della decisione dell'8 febbraio 2018, la *Supreme Court* dello Stato di New York ha, fra l'altro, rigettato in data 23 febbraio 2018 la domanda promossa da BEG Ambient per ottenere l'*exequatur* della sentenza albanese nello Stato di New York.

In Irlanda, l'8 novembre 2017 si è tenuta l'udienza di discussione dell'appello presentato da BEG Ambient avverso la sentenza della *High Court* che ha negato la propria giurisdizione sulla domanda di *exequatur* della sentenza albanese in Irlanda. In data 26 febbraio 2018 è stata resa nota la decisione della suddetta Corte che ha respinto l'appello proposto da BEG Ambient e ha pertanto confermato la carenza di giurisdizione del giudice irlandese. Enel ed Enelpower hanno avviato le azioni da intraprendere per il recupero delle spese riconosciute in sentenza. Prosegue il procedimento in Lussemburgo con lo scambio di memorie tra le parti.

In Olanda, con decisione del 17 luglio 2018, la Corte d'appello di Amsterdam ha accolto l'appello proposto da Enel ed Enelpower e ha quindi dichiarato che la sentenza albanese non può essere riconosciuta ed eseguita nei Paesi Bassi. La Corte di Appello ha ritenuto la decisione albanese arbitraria e manifestamente irragionevole e pertanto contraria all'ordine pubblico olandese. Per questi motivi, la Corte non ha considerato necessario analizzare gli ulteriori argomenti di Enel ed Enelpower.

Il procedimento dinanzi alla Corte di Appello prosegue relativamente alla domanda subordinata avanzata da BEG Ambient nell'ambito del procedimento di appello, volta a ottenere che la Corte accerti il merito della controversia oggetto del contenzioso in Albania e in particolare l'asserita responsabilità extracontrattuale di Enel ed Enelpower in merito alla mancata costruzione della centrale in Albania.

BEG Ambient ha depositato la propria memoria il 9 ottobre 2018, alla quale Enel ed Enelpower hanno replicato, il 6 dicembre 2018, eccependo il difetto di giurisdizione dei giudici olandesi e, comunque, contestando in toto il merito ribadendo la totale infondatezza delle pretese. L'udienza di discussione si è svolta l'8 aprile 2019.

Nel frattempo, si sono concluse sfavorevolmente per Enelpower e Enel (con pronunce, tuttavia, di mero rito) le azioni introdotte presso la Corte Europea dei Diritti dell'Uomo e il Tribunale di Roma per l'accertamento, rispettivamente, della violazione del diritto all'equo processo e del principio di legalità da parte della Repubblica di Albania e della responsabilità di BEG per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia mediante le predette iniziative giudiziali assunte dalla controllata BEG Ambiente (avverso la sentenza del Tribunale di Roma, depositata il 16 giugno 2015, è stato proposto appello e il relativo giudizio è ancora pendente). Inoltre, il 5 novembre 2016, Enel S.p.A. ed Enelpower S.p.A. 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.

6.5 - Contenzioso con produttori di energia elettrica

Contenzioso per mancata o ritardata connessione alla rete elettrica

Si riporta qui di seguito la situazione dei giudizi introdotti dai produttori Asja Ambiente Italia, P.E.G. S.r.l. e Consorzio Enerlive (dinanzi al giudice ordinario).

Contenzioso Asja Ambiente: tutti i giudizi di merito (quattro) introdotti dal produttore sono stati decisi col rigetto della domanda anche innanzi alla Corte di Appello di Roma. In particolare, oltre le tre sentenze già depositate negli anni precedenti, si segnala la decisione del 17 aprile 2019 che ha condannato Asja Ambiente Italia al pagamento anche delle spese del secondo grado di giudizio liquidate in 39.129,90 euro oltre accessori, nonché al versamento di un ulteriore importo a titolo di contributo unificato pari a quello dovuto per la stessa impugnazione ai sensi dell'art. 13 comma 1 *quater* del D.P.R. n. 115 del 2002.

Contenzioso P.E.G.: la sentenza del Tribunale di Ancona del 1° marzo 2012, con cui è stata rigettata la domanda della controparte, è stata appellata. All'udienza del 15 maggio 2018 la Corte ha trattenuto la causa in decisione concedendo i termini di 60 giorni e 20 giorni, rispettivamente per il deposito di conclusionali e repliche.

6.6 - Contenzioso in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche

Il processo a carico di Enel Produzione per presunta violazione del d.lgs. n. 231 del 2001, per omissione di cautele antinfortunistiche in relazione a un infortunio occorso a un dipendente di un'impresa appaltatrice nel 2009 presso la centrale Federico II di Brindisi, si è concluso in primo grado (sentenza dell'8 marzo 2016) con pronuncia di assoluzione (sono stati altresì assolti i dipendenti della Centrale che erano stati imputati del delitto di lesioni colpose).

In data 29 marzo 2017, si è concluso con formula assolutoria "per non aver commesso il fatto" un giudizio per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231 del 2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche a carico di e-distribuzione, per omissione di cautele antinfortunistiche e in particolare per un infortunio mortale di un dipendente di un'impresa appaltatrice occorso a Palermo nel 2008, in cui è stata contestata la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di omicidio colposo.

In data 14 luglio 2017, è stato notificato a Enel Green Power S.p.A. il decreto di citazione a giudizio innanzi al Tribunale di Ancona per ipotesi di violazioni del d.lgs. n. 231 del 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 ad 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 sinora ha escusso i testi dell'accusa ed i consulenti delle due parti civili; per l'udienza del 13 marzo 2019 è previsto l'esame di alcuni dei testi e dei consulenti delle difese.

In data 10 agosto 2018, è stato notificato ad e-distribuzione il decreto di citazione diretta a giudizio dinanzi al Tribunale di Milano per il 22 novembre 2018 (data rinviata inizialmente al 7 febbraio 2019, e successivamente al 23 maggio 2019., per difetti di notifica). Il procedimento coinvolge, oltre che e-distribuzione S.p.A., per ipotesi di violazioni del d.lgs. n.231 del 2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, anche un suo dipendente, nonché alcune società terze e loro esponenti. Il procedimento è stato avviato per la presunta commissione del reato di gestione di rifiuti non autorizzata (art. 256 TUA) e per la violazione di alcune prescrizioni del Codice dei Beni Culturali (d. lgs. 42 del 2004), in relazione ad alcuni

lavori di rimozione di una linea elettrica. Per l'udienza del 23 maggio 2019 è fissato l'esame di alcuni testi del Pubblico Ministero.

6.7 - Procedimenti *antitrust*

Procedimento *antitrust* Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

In data 11 maggio 2017, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha notificato l'avvio di un procedimento per presunto abuso di posizione dominante ai sensi dell'art. 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) nei confronti di Enel S.p.A. (Enel), Enel Energia S.p.A. (EE) e Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (SEN) contestando, tra l'altro, una strategia escludente per aver posto in essere alcune condotte commerciali non replicabili, suscettibili di ostacolare i propri concorrenti non integrati e di avvantaggiare la propria società attiva sul mercato libero (EE).

In data 20 dicembre 2018 l'AGCM ha adottato il provvedimento finale, successivamente notificato alle parti in data 8 gennaio 2019, con il quale ha disposto l'irrogazione nei confronti delle società Enel, SEN ed EE di una sanzione amministrativa pecuniaria di 93.084.790,50 euro, per abuso di posizione dominante in violazione dell'art. 102 del TFUE.

La condotta contestata consisterebbe nell'adozione di una strategia escludente realizzata mediante l'utilizzo illegittimo dei dati della base clienti tutelata, acquisiti con il meccanismo del consenso *privacy* per finalità commerciali.

Relativamente alle ulteriori contestazioni mosse con il provvedimento di avvio del procedimento e riguardanti l'organizzazione e lo svolgimento delle attività di vendita all'interno dei punti fisici sul territorio (Punti Enel e Punti Enel Negozi Partner) e alle politiche di *winback*, l'AGCM è giunta alla conclusione che le evidenze istruttorie non hanno fornito un quadro probatorio sufficiente a imputare alle società del Gruppo Enel alcuna condotta abusiva. Avverso il provvedimento, SEN, EE ed Enel hanno presentato ricorso al TAR Lazio, rispettivamente, in data 15 e 18 febbraio 2019 e 5 marzo 2019.

6.8 - Contenzioso relativo a società estere

Contenzioso SAPE, già ELECTRICA (Romania)

In data 18 luglio 2016 è stato notificato il lodo con il quale Tribunale Arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi (in linea con la precedente pronuncia del 16 agosto 2013

concernente una analoga controversia) ha rigettato la domanda proposta da ELECTRICA (ora SAPE) intesa a ottenere il pagamento di penali per circa 800 milioni di euro per asserite violazioni del *Privatization Agreement* stipulato in data 11 giugno 2007, avente ad oggetto la cessione a Enel del 67,5 per cento del capitale della società Electrica Muntenia Sud (EMS), poi scissasi (a seguito delle sopravvenute previsioni in tema di *unbundling*) nelle due nuove società Enel Distributie Muntenia S.A. e Enel Energie Muntenia S.A., il cui capitale è stato successivamente ceduto a Enel Investment Holding B.V. (EIH).

Medio tempore, in data 29 settembre 2014 e 20 aprile 2016, SAPE ha notificato a Enel e a EIH due ulteriori domande presso la stessa Autorità arbitrale, con una richiesta di pagamento di complessivi 560 milioni di euro circa, aventi ad oggetto, rispettivamente, l'esercizio di un'opzione di tipo *put* prevista nel sopra richiamato *Privatization Agreement*, relativamente a una quota pari al 13,57 per cento delle azioni detenute nelle società Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, e la pretesa mancata distribuzione di dividendi.

Il primo procedimento è stato definito con lodo depositato in data 3 febbraio 2017, con il quale il prezzo delle azioni oggetto della *put option* è stato stabilito in circa 400 milioni di euro, con rigetto della domanda (pari a circa 60 milioni di euro) intesa a ottenere il pagamento degli interessi.

Con lodo del 3 maggio 2019, il Tribunale Arbitrale ha rigettato tutte le pretese di SAPE, ordinandole di corrispondere alle società convenute 400.000 dollari statunitensi a copertura delle spese arbitrali.

7. - OPEN FIBER

7.1 - Evoluzione e mission di Open Fiber S.p.A.

Open Fiber S.p.A. ("OF") nasce nel dicembre 2015, come "Enel Open Fiber", interamente partecipata da Enel S.p.A., per la realizzazione e la gestione dell'infrastruttura nazionale di telecomunicazioni a banda ultra-larga.

La missione di OF è quella di supportare lo sviluppo digitale del nostro Paese a costi competitivi e con tempi di esecuzione brevi, in linea con gli obiettivi strategici fissati, tanto a livello nazionale quanto a livello europeo. In proposito, basti ricordare il "*Piano nazionale della Banda ultra larga e il Piano di crescita digitale 2014-2020*", approvato dal Consiglio dei Ministri nel marzo 2015 con l'obiettivo di colmare il significativo ritardo digitale dell'Italia sul fronte infrastrutturale e nel settore dei servizi digitali, in coerenza con l'Agenda Digitale Europea, che fissa gli obiettivi per la crescita digitale degli Stati dell'Unione al 2020.

Come *player* infrastrutturale, OF si occupa della realizzazione, gestione e manutenzione della rete in fibra ottica attraverso la tecnologia "*Fiber to the Home*" (FTTH), in grado di garantire una connessione ultraveloce. Secondo il proprio modello di *business*, OF non offre servizi in fibra ottica direttamente alla clientela finale, ma opera esclusivamente nel mercato all'ingrosso "*wholesale only*", realizzando quindi un'infrastruttura aperta all'utilizzo da parte di altri operatori autorizzati.

OF garantisce pertanto l'accesso a tutti gli operatori di mercato interessati che, operando quali *partners*, possono a loro volta offrire servizi di connessione in favore degli utilizzatori finali attraverso la rete in fibra ottica messa a disposizione dalla stessa OF.

7.2 - Integrazione tra OF e Metroweb

In linea con le iniziative di sviluppo del *business* di OF, nel giugno 2016 hanno preso avvio le trattative in esclusiva tra Enel e F2i SGR S.p.A. e CDP Equity S.p.A. (già Fondo Strategico Italiano Investimenti S.p.A., società controllata da Cassa Depositi e Prestiti S.p.A.), soci di Metroweb Italia S.p.A. ("Metroweb"), volte a un'integrazione tra OF e la stessa Metroweb (l'"Operazione").

In particolare, il Gruppo Metroweb rappresentava un complesso aziendale costituito da diverse società, con capofila Metroweb Italia, operante da oltre 20 anni nel campo della connettività, nel quale aveva ormai acquisito un'esperienza ed un *know-how* rilevanti.

Nel corso del periodo di esclusiva, le parti coinvolte hanno svolto una specifica attività di *due diligence*, con contestuale negoziazione della struttura dell'Operazione sulla base di una valorizzazione dell'*enterprise value* di Metroweb pari a 814 milioni di euro.

L'operazione, conclusasi poi definitivamente nel corso del primo trimestre del 2017, ha previsto nell'ordine:

- (i) un aumento di capitale di OF, riservato a Enel e a CDPE, volto a far sì che la stessa OF disponesse delle risorse necessarie, in misura pari a 714 milioni di euro, per l'acquisto della totalità del capitale di Metroweb. Ad esito di tale aumento di capitale, Enel e CDPE avrebbero poi detenuto – come ancora oggi detengono – una partecipazione paritetica (50%) nel capitale di OF;
- (ii) l'acquisto da parte di OF della totalità del capitale di Metroweb, perfezionatosi poi il successivo 20 dicembre 2016, per un corrispettivo di 714 milioni di euro, calcolato sulla base della suddetta valorizzazione del 100% dell'*enterprise value* di Metroweb, pari a 814 milioni di euro, che teneva conto dell'acquisto da parte di Metroweb di tutte le partecipazioni di minoranza nelle proprie controllate;
- (iii) la fusione per incorporazione di Metroweb in OF, approvata dal Consiglio di Amministrazione della stessa OF in data 13 gennaio 2017 e finalizzata a ottenere un maggior grado di integrazione e flessibilità a livello di *governance*, con conseguente riduzione dei tempi relativi ai processi decisionali e contestuale eliminazione di duplicazioni societarie e amministrative.

La finalità dell'operazione era, quindi, quella di consentire a OF di:

- (i) accelerare lo sviluppo del progetto di realizzazione della rete in fibra ottica;
- (ii) ampliare il perimetro di cablaggio, incrementando un'offerta commerciale volta all'inclusione delle più importanti città italiane e, quindi, d'interesse per tutti gli operatori alternativi in grado di apprezzare il progetto su scala nazionale;
- (iii) sfruttare le competenze industriali e il *know-how* già sviluppati dal gruppo Metroweb;
- (iv) migliorare il profilo finanziario del progetto di realizzazione della rete in fibra ottica e, quindi, le relative opportunità di finanziamento.

7.3 - Assetto attuale

Come indicato in precedenza, OF è una società per azioni il cui capitale sociale è detenuto in misura paritetica (50%) da Enel S.p.A. e CDP Equity S.p.A. ("CDPE"), società del Gruppo Cassa Depositi e Prestiti.

Essendo dunque OF una *joint venture* paritetica controllata congiuntamente da Enel e CDPE, essa non rientra nel perimetro di consolidamento in senso stretto e la partecipazione in OF nel bilancio consolidato di Enel è rilevata applicando il metodo del patrimonio netto. Al 31 dicembre 2018 il valore di tale partecipazione nel bilancio consolidato di Enel ammonta a 394 milioni di euro, così come riportato nel paragrafo 23 della Relazione Finanziaria Annuale. L'incremento del valore della partecipazione (pari a 343 milioni di euro al 31 dicembre 2017) risente di un aumento delle riserve contro futuro aumento capitale sociale in quota Enel per 125 milioni di euro, in parte compensato dalle perdite del periodo (56 milioni di euro) e dalla riduzione della riserva *other comprehensive income* (per 18 milioni di euro).

Fin dalla sua costituzione nel 2015, OF persegue l'obiettivo di realizzare l'installazione, la fornitura e l'esercizio di reti di comunicazione elettronica ad alta velocità in fibra ottica sul territorio nazionale, in linea con il proprio oggetto sociale. OF non detiene partecipazioni in altre società.

In conformità allo Statuto Sociale - che prevede che il Consiglio di Amministrazione sia composto da 6 membri, nominati sulla base di liste presentate dai soci anche al fine di assicurare la rappresentanza di generi diversi - in data 18 aprile 2019 l'Assemblea degli azionisti di OF ha nominato il Consiglio di Amministrazione destinato a rimanere in carica fino all'approvazione del bilancio 2021.

Sempre in conformità allo Statuto Sociale la medesima Assemblea degli azionisti di OF del 18 aprile 2019 ha nominato il Collegio Sindacale attualmente in carica.

7.4 - Aspetti rilevanti dell'attività di OF

7.4.1 - I Piani industriali di OF

- *Il primo Piano industriale*

Il primo Piano industriale di OF, approvato nel marzo 2016, nel confermare la gestione da parte di quest'ultima società della fibra ottica a banda ultra-larga in qualità di operatore "*wholesale only*", ha previsto che la stessa OF realizzasse, attraverso varie fasi da rilasciare in sequenza, la

rete di telecomunicazioni in fibra ottica in 224 città italiane situate nelle aree a successo di mercato (c.d. *cluster* A e B⁴⁸). Tale rete sarà posta in essere interamente in fibra ottica, fino a casa del cliente, in modalità FTTH.

Il Piano industriale di OF è stato poi aggiornato nel successivo mese di luglio 2016, prevedendo, per l'arco di piano 2016-2030, i seguenti ulteriori *driver* di investimento:

- (i) la copertura con fibra ad altissima velocità di circa 9,5 milioni di case (rispetto alle precedenti 7,5 milioni di case) nel periodo 2016-2021, con la finalità di supportare lo sviluppo digitale dell'Italia;
- (ii) un incremento progressivo degli investimenti dedicati allo sviluppo della rete da circa 2,5 miliardi di euro a circa 3,7 miliardi di euro, di cui circa l'85% nel periodo 2016-2021.

È stato altresì previsto il cablaggio delle prime 10 città individuate all'interno dello stesso Piano Industriale 2016 (ovverosia: Bari, Cagliari, Catania, Firenze, Genova, Napoli, Padova, Palermo, Perugia e Venezia), a partire dal secondo trimestre del 2017, progredendo via via fino alla conclusione dell'ultima città nel primo trimestre del 2019.

- *Piano industriale 2017-2026*

Nell'agosto 2017, OF dava avvio all'operazione di finanziamento del Piano industriale 2017-2026, che ha previsto il cablaggio di 271 città dei *cluster* A e B, nonché di 6.753 comuni inclusi nelle aree bianche dei *cluster* C e D, oggetto di specifiche gare pubbliche poste in essere dalla stazione appaltante Infratel Italia, società *inhouse* del Ministero dello Sviluppo Economico.

L'operazione di finanziamento ha previsto un *project financing* di circa 3,5 miliardi di euro, strutturato con l'apporto di BNP Paribas, Société Générale e di UniCredit. L'operazione di finanziamento ha previsto inoltre lo stanziamento di un ulteriore finanziamento da parte della Banca per gli Investimenti Europei (BEI).

⁴⁸ Al fine di associare l'intervento pubblico in modo mirato, il Progetto strategico nazionale per la banda ultra larga prevede l'individuazione, a livello nazionale, di quattro tipologie di *cluster* (A, B, C e D), aventi caratteristiche simili, ma costi e complessità di infrastrutturazione crescenti. In particolare, il *cluster* A è costituito dalle aree con il miglior rapporto costi-benefici, dove è più probabile l'interesse degli operatori privati a investire. Il *cluster* B è formato dalle aree in cui gli operatori hanno realizzato o realizzeranno reti con collegamenti ad almeno 30 Mbps, ma nelle quali le condizioni di mercato non sono sufficienti a garantire ritorni accettabili per investire in reti ad almeno 100 Mbps. Il *cluster* C è costituito da aree marginali attualmente a fallimento di mercato, per le quali si stima che gli operatori possano maturare l'interesse a investire in reti con più di 100 Mbps soltanto grazie a un sostegno statale. Il *cluster* D è costituito da aree tipicamente a fallimento di mercato per le quali solo l'intervento pubblico può garantire alla popolazione residente un servizio di connettività a più di 30 Mbps.

- *Piano industriale 2018-2027*

Il 13 aprile 2018, il Consiglio di amministrazione di OF ha approvato il Piano industriale per il periodo 2018-2027, con la previsione di una copertura di circa 19 milioni di unità immobiliari su tutto il territorio nazionale.

Il Piano interessa 271 città e circa 7.000 comuni italiani, con una aspettativa di investimento superiore a 6,5 miliardi di euro.

Tale Piano industriale prevede che OF prosegua nella realizzazione di una infrastruttura interamente in fibra ottica in modalità FTTH su tutto il territorio nazionale. Tra gli obiettivi 2018, si segnala l'estensione del perimetro delle attività industriali nelle aree di *cluster A e B* fino a circa 100 comuni, di cui 65 già con attività in corso e 700 cantieri già in essere.

Il Piano prevede l'investimento complessivo di circa 1 miliardo di euro l'anno nel triennio 2018-2020.

7.4.2 - Principali finanziamenti a servizio dei Piani industriali

Nell'agosto 2018, OF ha sottoscritto con un *pool* di banche commerciali, Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. e la Banca Europea per gli Investimenti (BEI), un'operazione di finanziamento di durata pari a sette anni per un importo fino a 3,5 miliardi di euro, finalizzata alla realizzazione del proprio Piano Industriale. Si tratta della più grande operazione di finanza strutturata nell'area EMEA (Europa, Medio Oriente e Africa) per lo sviluppo di una rete in fibra ottica.

Nell'ambito della complessiva operazione di finanziamento, è inoltre previsto il supporto dei soci (CDPE ed Enel), per un ammontare complessivo fino ad un massimo di ulteriori 950 milioni di euro.

Nel contesto della suddetta operazione, si inserisce anche l'apporto finanziario concesso a OF dalla Banca Europea degli Investimenti (BEI), che ha deliberato una propria partecipazione economica per complessivi 350 milioni di euro. La decisione della BEI è arrivata dopo un processo dettagliato di *due diligence* sul progetto e sul modello di *business* di OF, confermando quindi la validità del Piano industriale della società stessa.

8. - RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DI ENEL S.P.A.

8.1 - Il bilancio d'esercizio

Il Bilancio di esercizio 2018 di Enel S.p.A. – come già riferito – è stato approvato dall'Assemblea ordinaria dei soci il 16 maggio 2019.

Esso è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS e International Financial Reporting Standards - IFRS*) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) alle interpretazioni emesse dall'IFRIC⁴⁹ e dal SIC⁵⁰ al Regolamento Europeo n. 1606 del 2002, nonché ai provvedimenti attuativi dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005, e risulta corredato dall'attestazione dell'Amministratore delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 5, del decreto legislativo n. 58 del 1998 e dell'art. 81-ter del Regolamento Consob 14 maggio 1999, n. 11971.

Il bilancio è stato sottoposto a revisione contabile da parte della Società di revisione, che ha rilasciato la prescritta certificazione con relazione in data 17 aprile 2019; è stato altresì esaminato dal Collegio sindacale, che ha rassegnato, senza osservazioni, la relazione di sua competenza, redatta ai sensi dell'art. 153 del decreto legislativo n. 58 del 1998 e in osservanza alla Comunicazione Consob del 6 aprile 2001.

8.2 - Notazioni generali

I principali risultati del bilancio di esercizio sono riportati nella tabella che segue.

⁴⁹ *International Financial Reporting Interpretations Committee.*

⁵⁰ *Standing Interpretations Committee.*

Tabella 18 - Bilancio di esercizio - Dati di sintesi

(milioni di euro)

	2018	2017	Var.% 2018-2017
Ricavi	53	133	-60,2
Costi	276	360	-23,3
Margine operativo lordo	(223)	(227)	-1,8
Risultato operativo	108	(242)	-144,6
Risultato netto	3.456	2.270	52,2
Attività patrimoniali	51.705	52.676	-1,8
Passività patrimoniali	23.762	25.440	-6,6
Patrimonio netto	27.943	27.236	2,6
Partecipazioni	45.715	42.811	6,8
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.007	2.489	-19,4
Capitale circolante netto	(1.744)	(1.512)	15,3
Capitale investito netto	43.433	40.487	7,3
Attività finanziarie non correnti	929	1.472	-36,9
Altre attività non correnti	134	148	-9,5
Crediti commerciali	191	237	-19,4
Attività finanziarie correnti	1.952	4.461	-56,2
Altre attività correnti	268	453	-40,8
Finanziamenti a breve termine	5.001	5.397	-7,3
Finanziamenti a lungo termine	13.397	10.780	24,3
Costo complessivo del personale (onere totale)	109	174	-37,4
Costo complessivo del personale (stipendi e salari)	68	108	-37,0

La gestione aziendale è stata, in estrema sintesi, caratterizzata:

- > dai ricavi in diminuzione, rispetto all'esercizio precedente, di 80 milioni di euro, essenzialmente per effetto della riduzione di quelli derivanti dalla prestazione di servizi tecnici e manageriali a seguito del riassetto organizzativo e societario, avvenuto all'inizio del 2018, delle "Strutture Globali" nell'ambito del quale le Linee di *Business Globali*, precedentemente incluse in Enel S.p.A., sono state oggetto di conferimento a società interamente controllate;
- > dal margine operativo lordo, negativo di 223 milioni di euro, in miglioramento di 4 milioni di euro rispetto al 2017. Tale variazione è da ricondurre principalmente all'effetto congiunto della riduzione dei ricavi, dei costi dei servizi e godimento beni di terzi, nonché del costo del personale;

- > dal risultato operativo netto positivo per 108 milioni di euro, che presenta rispetto all'esercizio precedente un miglioramento di 350 milioni di euro, da ricondurre essenzialmente all'effetto congiunto della rilevazione nell'esercizio 2018 del ripristino del valore della partecipazione in Enel Produzione S.p.A. (403 milioni di euro), effettuato per tenere conto dell'adeguamento di valore della partecipazione in Slovenské elektrárne a.s., parzialmente compensato dall'adeguamento di valore delle partecipazioni detenute nelle società Enel Russia PJSC (40 milioni di euro) e Enel Investment Holding BV (15 milioni di euro);
- > dal risultato netto di 3.456 milioni di euro, in incremento di 1.186 milioni di euro rispetto al 2017;
- > dal decremento delle attività patrimoniali (-1,8 per cento), in particolare delle attività finanziarie non correnti (36,9 per cento), delle altre attività non correnti (-9,5 per cento) e delle disponibilità liquide (-19,4 per cento);
- > dal decremento delle passività patrimoniali (-6,6 per cento) caratterizzato, in particolare, da un aumento dei finanziamenti a lungo termine (24,3 per cento), più che compensato dalla riduzione dei debiti commerciali (-40,15 per cento) e dei finanziamenti a breve termine (-7,3 per cento);
- > dall'incremento del patrimonio netto (+2,6 per cento), in aumento di 707 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Tale variazione è riferibile principalmente all'utile complessivo rilevato nell'esercizio (3.478 milioni di euro), alla distribuzione sia del saldo dividendo dell'esercizio 2017 nella misura di 0,132 euro per azione (complessivamente pari a 1.342 milioni di euro), così come deliberato dall'Assemblea degli azionisti in data 24 maggio 2018, sia all'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 deliberato dal Consiglio di amministrazione del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019 (0,14 euro per azione per complessivi 1.423 milioni di euro);
- > dall'incremento del capitale investito netto per 2.946 milioni (7,3 per cento), che risulta coperto dal patrimonio netto per 27.943 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 15.490 milioni di euro.

8.2.1 - La gestione economica

I risultati della gestione economica, posti a raffronto con quelli dell'esercizio precedente, sono riassunti nella seguente tabella.

Tabella 19 - Sintesi della gestione economica

(milioni di euro)

	2018	2017	2018-2017 Var. %
Ricavi	53	133	-60,2
Costi	276	360	-23,3
Margine operativo lordo	(223)	(227)	-1,8
Ammortamenti e <i>impairment</i>	(331)	15	-2306,7
Risultato operativo	108	(242)	-144,6
Proventi (perdite) da partecipazioni	3.567	3.033	17,6
Proventi finanziari	1.946	3.093	-37,1
Oneri finanziari	2.349	3.774	-37,8
Risultato prima delle imposte	3.272	2.110	55,1
Imposte	(184)	(160)	15,0
Utile netto dell'esercizio	3.456	2.270	52,2

L'*utile netto dell'esercizio*, pari a 3.456 milioni di euro, evidenzia, come già segnalato, un incremento di 1.186 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, connesso essenzialmente alla variazione positiva dei proventi da partecipazioni e della voce "ammortamenti e *impairment*" e alla riduzione dei proventi e degli oneri finanziari.

Il *risultato prima delle imposte*, pari a 3.272 milioni di euro, evidenzia un incremento di 1.162 milioni di euro rispetto all'esercizio 2017.

Le *imposte sul reddito dell'esercizio* risultano complessivamente pari a 184 milioni di euro, in leggero aumento rispetto al precedente esercizio, per effetto principalmente della riduzione della base imponibile Ires rispetto al risultato civilistico *ante* imposte, dovuta all'esclusione del 95 per cento dei dividendi percepiti dalle società controllate e alla deducibilità degli interessi passivi di Enel S.p.A. in capo al consolidato fiscale di Gruppo, in base alle disposizioni in materia di Ires (art. 96 del decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986 n. 917 - Testo unico delle imposte sui redditi, "Tuir").

Rispetto al precedente esercizio (imposte positive per 160 milioni di euro), la variazione positiva di 24 milioni di euro è dovuta essenzialmente al rimborso delle imposte sui redditi (Irpeg e Ilor) per le annualità 1996 e 1997, a seguito di due sentenze favorevoli della Corte di

Cassazione, per un importo di 90 milioni di euro, parzialmente compensato dalle minori imposte positive sul reddito corrente (pari a 65 milioni di euro).

8.2.2 - La gestione patrimoniale

La gestione patrimoniale è sintetizzata nella tabella che segue.

Tabella 20 - Sintesi della gestione patrimoniale

	<i>(milioni di euro)</i>		
	2018	2017	2018-2017 Var. %
- Attività immobilizzate nette	45.299	42.185	7,4
- Capitale circolante netto	(1.744)	(1.512)	15,3
Capitale investito lordo	43.555	40.673	7,1
- Fondi diversi	(122)	(186)	-34,4
Capitale investito netto	43.433	40.487	7,3
- Patrimonio netto	27.943	27.236	2,6
- Indebitamento finanziario netto	15.490	13.251	16,9
TOTALE	43.433	40.487	7,3

Le *attività immobilizzate* nette ammontano a 45.299 milioni di euro e presentano una variazione in aumento di 3.114 milioni di euro. Tale andamento è riferito:

- > per 2.904 milioni di euro, all'incremento del valore delle partecipazioni, sulle quali hanno influito sostanzialmente le seguenti operazioni: la ripatrimonializzazione delle società controllate e-distribuzione S.p.A. (2.275 milioni di euro) ed Enel X S.r.l. (518 milioni di euro); il versamento in conto capitale a favore della società a controllo congiunto Open Fiber S.p.A. (125 milioni di euro); l'acquisizione delle partecipazioni detenute da Enel Investment Holding B.V., società olandese interamente controllata, nelle società russe Enel Russia PSJC, Rusenergosbyt LLC, nelle società romene Enel Romania S.A., E-Distributie Banat S.A., E-Distributie Dobrogea S.A., E-Distributie Muntenia S.A., Enel Energie S.A., Enel Energie Muntenia S.A. e nella società di diritto olandese Enel Insurance N.V. per un valore complessivo di 2.922 milioni di euro; la riduzione del valore della partecipazione di Enel Investment Holding B.V. di 4.002 milioni di euro a seguito del decremento del capitale sociale (1.592 milioni di euro) e della distribuzione della riserva sovrapprezzo azioni (2.410

milioni di euro). Hanno influito inoltre le rettifiche di valore delle partecipazioni detenute in Enel Produzione S.p.A., in Enel Investment Holding B.V. e in Enel Russia PJSC;

- > per 195 milioni di euro, all'incremento della voce "altre attività-(passività) non correnti nette" che al 31 dicembre 2018 accoglie una passività netta per 472 milioni di euro (altre passività non correnti nette per 667 milioni di euro al 31 dicembre 2017). Tale variazione è da collegare essenzialmente al decremento di valore dei contratti derivati passivi non correnti (875 milioni di euro) compensato in parte dal decremento del valore dei contratti derivati attivi non correnti (662 milioni di euro);
- > per 15 milioni di euro, alla movimentazione delle attività materiali e immateriali conseguente agli investimenti (complessivamente pari a 34 milioni di euro), agli ammortamenti (pari a 17 milioni di euro) dell'esercizio e al conferimento delle attività immateriali nelle società Enel Global Infrastructure & Network S.r.l., Enel Global Thermal Generation S.r.l. ed Enel Italia S.r.l. (2 milioni di euro).

Il *capitale circolante* netto è negativo per 1.744 milioni di euro e registra un peggioramento di 232 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. La variazione è riferibile:

- > per 241 milioni di euro, all'aumento delle "altre passività correnti nette" per effetto principalmente del debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2018 deliberato dal Consiglio di amministrazione di Enel S.p.A. nella seduta del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019 (nel 2018 pari a 1.423 milioni di euro e nel 2017 pari a 1.068 milioni di euro);
- > per 46 milioni di euro, al decremento dei crediti commerciali, principalmente verso le società del Gruppo per i servizi di indirizzo e coordinamento svolti da Enel S.p.A.;
- > per 55 milioni di euro, alla diminuzione dei debiti commerciali.

Il *capitale investito netto* al 31 dicembre 2018 è pari a 43.433 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto per 27.943 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 15.490 milioni di euro.

Il *patrimonio netto* è pari a 27.943 milioni di euro al 31 dicembre 2018 e presenta un incremento di 707 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. In particolare, tale variazione, come detto, è riferibile alla rilevazione dell'utile complessivo dell'esercizio 2018 (3.478 milioni di euro), alla distribuzione del saldo dividendo dell'esercizio 2017 (complessivamente pari a

1.342 milioni di euro), nonché all'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 (complessivamente pari a 1.423 milioni di euro).

L'*indebitamento finanziario netto* a fine esercizio è pari a 15.490 milioni di euro, con un'incidenza sul patrimonio netto pari al 55,4 per cento (48,7 per cento a fine 2017).

8.2.3 - La gestione finanziaria

I risultati sintetici della gestione finanziaria sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 21 - Sintesi della gestione finanziaria

	(milioni di euro)		
	2018	2017	2018-2017 Var. %
- Liquidità generata da gestione corrente (<i>cash flow</i>)	3.449	2.465	39,9
- Liquidità generata (impiegata) in attività di investimento	(2.587)	(48)	5289,6
- Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	(1.344)	(2.966)	-54,7
- Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi	(482)	(549)	-12,2
- Disponibilità liquide iniziali	2.489	3.038	-18,1
Disponibilità liquide finali	2.007	2.489	-19,4

Nel corso dell'esercizio 2018 il *cash flow da attività di finanziamento* ha assorbito liquidità per 1.344 milioni di euro (pari a 2.966 milioni di euro nel 2017). In particolare, tale risultato risente sia dei rimborsi dei prestiti obbligazionari, sia del pagamento dei dividendi dell'esercizio 2017 (2.410 milioni di euro).

Il *cash flow da attività di investimento* ha assorbito liquidità per 2.587 milioni di euro (pari a 48 milioni di euro nel 2017) ed è stato essenzialmente generato sia dall'effetto netto dell'operazione che ha riguardato l'acquisto da parte di Enel S.p.A. delle partecipazioni detenute da Enel Investment Holding B.V., società olandese interamente controllata, nelle società romene, nelle società Enel Russia e Rusenergobyte e nella società di diritto olandese Enel Insurance N.V., sia dalla ripatrimonializzazione delle società controllate e-distribuzione S.p.A. ed Enel X S.r.l.

I citati fabbisogni, derivanti dall'attività di finanziamento e di investimento, sono stati fronteggiati sia dall'apporto del *cash flow* generato dall'attività operativa che, positivo per 3.449 milioni di euro (pari a 2.465 milioni di euro nel 2017), riflette essenzialmente l'incasso dei dividendi dalle società partecipate (3.510 milioni di euro), sia dall'utilizzo delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti

che al 31 dicembre 2018 si attestano a 2.007 milioni di euro (2.489 milioni di euro al 1° gennaio 2018).

L'*indebitamento finanziario netto* al 31 dicembre 2018 risulta pari a 15.490 milioni di euro e registra un incremento di 2.239 milioni di euro, come risultato di una maggiore esposizione debitoria netta a lungo termine per 2.495 milioni di euro, parzialmente compensata da un decremento dell'*indebitamento finanziario netto* a breve termine per 256 milioni di euro.

Le principali operazioni effettuate nel corso del 2018 che hanno avuto impatto sull'*indebitamento* sono state:

- > una diminuzione netta dei prestiti obbligazionari di 333 milioni di euro dovuta all'attuazione del programma di "ristrutturazione del portafoglio obbligazionario", tramite rinegoziazione e contemporanea emissione di prestiti obbligazionari ibridi effettuata nel corso del mese di maggio;
- > l'incremento, rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2017, dei finanziamenti a lungo termine ricevuti da società controllate, in particolare i *Loan Agreement* tra Enel S.p.A. ed Enel Finance International N.V., siglati nel mese di giugno e di dicembre, per un totale di 2.250 milioni di euro; nonché il prestito acquisito nei confronti della stessa Società in seguito alla fusione per incorporazione della società controllata Enel Holding Chile S.r.l. per 691 milioni di euro;
- > il decremento della quota a breve dei finanziamenti a lungo termine per 2.848 milioni di euro dovuti ai rimborsi per prestiti obbligazionari scaduti nel corso dell'anno, parzialmente compensati da nuove emissioni giunte a scadenza;
- > una flessione dell'*indebitamento* a breve verso le banche per 200 milioni di euro;
- > un decremento dei *cash collateral* versati a istituti bancari per 821 milioni di euro;
- > l'incremento per 1.491 milioni di euro dell'esposizione netta debitoria verso le società del Gruppo sul conto corrente intersocietario.

Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, pari a 2.007 milioni di euro, presentano, rispetto al 31 dicembre 2017, un decremento di 482 milioni di euro, risentendo della normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta da Enel S.p.A.

Tabella 22 - Indebitamento finanziario netto complessivo

(milioni di euro)

	2018	2017	2018-2017 Var. %
- Posizione finanziaria netta a lungo termine	13.269	10.774	23,2
- Posizione finanziaria netta a breve termine	2.221	2.477	-10,3
Indebitamento finanziario netto	15.490	13.251	16,9

8.3 - Lo stato patrimoniale

Con riguardo allo stato patrimoniale, meritano di essere segnalate, in particolare, le seguenti evidenze:

- > le *attività non correnti* si incrementano di 2.351 milioni di euro rispetto al valore rilevato al 31 dicembre 2017, principalmente per effetto dell'incremento del valore delle partecipazioni (+2.904 milioni di euro), parzialmente compensato dalla riduzione delle attività finanziarie non correnti (-543 milioni di euro);
- > le *attività correnti* rilevano una riduzione di 3.322 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017, per effetto, principalmente, del decremento delle attività finanziarie correnti (-2.509 milioni di euro) e delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (-482 milioni di euro);
- > le *passività non correnti* presentano, rispetto all'esercizio precedente, una variazione in aumento di 1.667 milioni di euro da ricondurre, essenzialmente, all'incremento dei finanziamenti a lungo termine (+2.617 milioni di euro), parzialmente compensato dalla riduzione delle passività finanziarie non correnti (-875 milioni di euro);
- > le *passività correnti* si decrementano di 3.345 milioni di euro per effetto principalmente della diminuzione delle quote correnti dei finanziamenti a lungo termine (-2.848 milioni di euro) e dei finanziamenti a breve termine (-396 milioni di euro);
- > il *patrimonio netto* registra - come già rilevato - un incremento del 2,6 per cento rispetto all'esercizio 2017, attestandosi a 27.943 milioni di euro.

La seguente tabella espone le risultanze sintetiche dello stato patrimoniale di Enel S.p.A. al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017.

Tabella 23 - Stato patrimoniale - Enel S.p.A.

(milioni di euro)

	2018	2017
ATTIVITÀ		
Attività non correnti		
Attività materiali	9	10
Attività immateriali	47	31
Attività per imposte anticipate	288	299
Partecipazioni	45.715	42.811
Attività finanziarie non correnti	929	1.472
Altre attività non correnti	134	148
Totale Attività non correnti	47.122	44.771
Attività correnti		
Crediti commerciali	191	237
Crediti per imposte sul reddito	165	265
Attività finanziarie correnti	1.952	4.461
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.007	2.489
Altre attività correnti	268	453
Totale Attività correnti	4.583	7.905
TOTALE ATTIVITÀ	51.705	52.676
Variazione %	-1,8	-3,2
PATRIMONIO NETTO e PASSIVITÀ		
Patrimonio netto		
Capitale sociale	10.167	10.167
Altre riserve	11.464	11.442
Utile e perdite accumulate	4.279	4.424
Risultato netto d'esercizio (*)	2.033	1.203
Totale patrimonio netto	27.943	27.236
Variazione %	2,6	1,2
Passività non correnti		
Finanziamenti a lungo termine	13.397	10.780
TFR e altri benefici ai dipendenti	231	273
Fondo rischi e oneri	45	43
Passività per imposte differite	133	168
Passività finanziarie non correnti	1.395	2.270
Altre passività non correnti	12	11
Totale Passività non correnti	15.213	13.546
Passività correnti		
Finanziamenti a breve termine	5.001	5.397
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	806	3.654
Debiti commerciali	82	137
Passività finanziarie correnti	631	641
Altre passività correnti	2.029	2.065
Totale Passività correnti	8.549	11.894
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	51.705	52.676
Variazione %	-1,8	-3,2

(*) Per l'esercizio 2018 al netto dell'acconto sul dividendo pari a 1.423 milioni di euro

Si forniscono, qui di seguito, alcune informazioni di maggior dettaglio sulle poste più rilevanti.

ATTIVITÀ

Tabella 24 - Partecipazioni

	<i>(milioni di euro)</i>		
	2018	2017	2018-2017 Var. %
Imprese controllate	45.144	42.417	6,4
Imprese a controllo congiunto	531	365	45,5
Imprese collegate	23	23	0,0
Altre imprese	17	6	183,3
Totale	45.715	42.811	6,8

Nel corso dell'esercizio 2018 il valore delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e in altre imprese ha registrato un incremento di 2.904 milioni di euro a seguito:

- > dell'aumento, in data 1° gennaio 2018, del capitale sociale della controllata Enel Global Infrastructure & Network S.r.l. (già Enel M@p S.r.l.), per un importo di 10 milioni di euro, mediante conferimento del ramo d'azienda denominato "Global Infrastructure & Network";
- > dell'aumento, in data 1° gennaio 2018, del capitale sociale della controllata Enel Global Thermal Generation S.r.l., per un importo di 10 milioni di euro, mediante conferimento del ramo d'azienda denominato "Global Thermal Generation";
- > del conferimento alla controllata Enel Global Thermal Generation S.r.l. dell'intera partecipazione in Tynemouth Energy Storage Limited per 5 milioni di euro nell'ambito del descritto conferimento di ramo d'azienda;
- > della ripatrimonializzazione, in data 8 marzo 2018, della controllata e-distribuzione S.p.A. 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;
- > della ripatrimonializzazione, in data 30 marzo 2018, della controllata Enel X S.r.l. mediante rinuncia a parte del credito finanziario vantato nei confronti della stessa sul conto corrente intersocietario per un importo pari a 78 milioni di euro;

- > della ripatrimonializzazione in data 20 giugno 2018 della controllata Enel X S.r.l. mediante un versamento in conto capitale di un importo pari a 290 milioni di euro, destinato da quest'ultima a un'apposita riserva disponibile di patrimonio netto;
- > della ripatrimonializzazione in data 18 luglio 2018 della controllata Enel X S.r.l. mediante un versamento in conto capitale per un importo pari a 150 milioni di euro, finalizzato all'integrazione del patrimonio netto di Enel X International S.r.l.;
- > della costituzione in data 9 luglio 2018 della società Enel Holding Finance S.r.l., tramite il conferimento di circa il 75% della partecipazione nella finanziaria olandese Enel Finance International N.V., interamente controllata da Enel S.p.A.;
- > dell'acquisizione, nell'ambito del processo di riorganizzazione della struttura societaria, delle partecipazioni detenute da Enel Investment Holding B.V., società olandese interamente controllata da Enel S.p.A., nelle società russe Enel Russia PJSC, Rusenergosbyt LLC, nelle società romene Enel Romania S.A., E-Distributie Banat S.A., E-Distributie Dobrogea S.A., E-Distributie Muntenia S.A., Enel Energie S.A., Enel Energie Muntenia S.A. e nella società di diritto olandese Enel Insurance N.V. per un valore complessivo di 2.922 milioni di euro;
- > della riduzione del valore della partecipazione di Enel Investment Holding B.V. di 4.002 milioni di euro a seguito della riduzione del capitale sociale di 1.592 milioni di euro e della distribuzione della riserva di sovrapprezzo azioni per 2.410 milioni di euro;
- > del versamento in conto capitale, in data 3 ottobre 2018, a favore di Open Fiber, società a controllo congiunto con CDP Equity S.p.A., di un importo pari a 125 milioni di euro, al fine di supportare gli investimenti necessari per la realizzazione del piano industriale 2018-2027 della società medesima;
- > dell'incremento della valutazione al *fair value* della partecipazione detenuta in Empresa Proprietaria de la Red S.A., precedentemente valutata al costo, per un importo di 12 milioni di euro;
- > dell'adeguamento di valore, pari a 15 milioni di euro, della partecipazione detenuta in Enel Investment Holding B.V. per tenere conto della situazione economico patrimoniale mutata a seguito della sopra descritta operazione di cessione delle partecipazioni;

- > del ripristino per 403 milioni di euro del valore della partecipazione detenuta in Enel Produzione S.p.A., per tenere conto dell'adeguamento di valore della partecipazione in Slovenské elektrárne a.s.;
- > dell'adeguamento di valore, pari a 40 milioni di euro della partecipazione detenuta in Enel Russia PJSC per tenere conto dell'attuale situazione economico patrimoniale.

Tabella 25 - Attività finanziarie non correnti

(milioni di euro)

	2018	2017	2018-2017 Var. %
Crediti verso imprese controllate	793	1.456	-45,5
Contratti derivati	8	10	-20,0
Risconti attivi finanziari	128	6	2033,3
Altri crediti finanziari	929	1.472	-36,9
Totale	793	1.456	-45,5

Le attività finanziarie non correnti accolgono principalmente il *fair value* dei contratti derivati, stimato alla data di bilancio, per un importo pari a 793 milioni di euro.

La tabella che segue espone per tipologia e per designazione i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2018, con evidenza del loro valore nozionale e del relativo *fair value*.

Tabella 26 - Contratti derivati

(milioni di euro)

	Nozionale		Fair value		
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	2018-2017
Derivati di <i>cash flow hedge</i> :					
- cambi	1.751	2.327	468	501	(33)
Totale	1.751	2.327	468	501	(33)
Derivati di <i>fair value hedge</i> :					
- tassi di interesse	-	800	-	15	(15)
Totale	-	800	-	15	(15)
Derivati al FVTPL:					
- tassi di interesse	4.661	9.586	304	405	(101)
- cambi	1.096	5.632	21	535	(514)
Totale	5.757	15.218	325	940	(615)
TOTALE	7.508	18.345	793	1.456	(663)

I contratti derivati di *cash flow hedge* presentano, al 31 dicembre 2018, un valore nozionale di 1.751 milioni di euro e un *fair value* di 468 milioni di euro.

La variazione del valore nozionale e del relativo *fair value* dei derivati risente principalmente dell'apprezzamento del cambio dell'euro rispetto alla sterlina inglese e del deprezzamento del cambio dell'euro rispetto al dollaro statunitense.

I contratti derivati al *fair value through profit or loss*, sia su tassi d'interesse che su tassi di cambio, presentano, al 31 dicembre 2018, un valore nozionale complessivo di 5.757 milioni di euro e un *fair value* di 325 milioni di euro.

I *risconti attivi finanziari*, pari a 8 milioni di euro, si riferiscono essenzialmente alla quota residua dei costi di transazione sulla linea di credito *revolving* di 10 miliardi di euro, di durata quinquennale, stipulata in data 18 dicembre 2017 tra Enel, Enel Finance International e Mediobanca, a seguito della chiusura della linea già esistente. La voce accoglie la quota non corrente di tali costi e il rilascio a conto economico è in funzione della tipologia delle *fee* e della durata della linea.

Tabella 27 - Altre attività non correnti

	<i>(milioni di euro)</i>		
	2018	2017	2018-2017 Var. %
- Crediti tributari	9	9	0,0
- Crediti verso società controllate per accollo PIA	125	139	-10,1
Totale	134	148	-9,5

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 S.p.A. 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.

La voce *crediti verso società controllate per accollo PIA*, pari a 125 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 5° anno dei *crediti verso società controllate per accollo PIA* è stimata pari a 63 milioni di euro (76 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Tabella 28 - Attività correnti

(milioni di euro)

	2018	2017	2018-2017 Var. %
Crediti commerciali	191	237	-19,4
Crediti per imposte sul reddito	165	265	-37,7
Attività finanziarie correnti	1.952	4.461	-56,2
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.007	2.489	-19,4
Altre attività correnti	268	453	-40,7
Totale	4.583	7.905	-42,0

Le *attività correnti* diminuiscono complessivamente, rispetto all'esercizio precedente, di 3.322 milioni di euro, in conseguenza, prevalentemente, del decremento delle attività finanziarie correnti (- 2.509 milioni di euro) e delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (-482 milioni di euro).⁵¹ In particolare:

- > le *attività finanziarie correnti*, pari a 1.952 milioni di euro (4.461 milioni di euro al 31 dicembre 2017), sono riferibili, per 550 milioni di euro, ai crediti finanziari verso società del Gruppo e, per 1.402 milioni di euro, ai crediti finanziari verso terzi. I *crediti finanziari verso società del Gruppo* si decrementano, rispetto al 31 dicembre 2017, di 1.733 milioni di euro, essenzialmente per effetto dei minori crediti finanziari a breve termine vantati sul conto corrente intersocietario (-1.671 milioni di euro). I *crediti finanziari verso terzi* evidenziano un decremento di 776 milioni di euro, attribuibile sostanzialmente all'aumento dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati *over the counter* su tassi e cambi (-821 milioni di euro);

⁵¹ Come si è già avuto modo di riferire (cfr. *supra* paragrafo n. 8.2.3) il decremento delle disponibilità liquide è dovuto, principalmente, agli effetti del rimborso e del riacquisto dei prestiti obbligazionari, del pagamento dei dividendi dell'esercizio 2017 nonché alla normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta da Enel S.p.A.

- > i *crediti commerciali*, complessivamente pari a 191 milioni di euro, sono rappresentati da crediti verso imprese controllate per 166 milioni di euro e da crediti verso clienti terzi per 25 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 S.p.A. a favore delle società del Gruppo. Rispetto al 31 dicembre 2017, il decremento, pari a 42 milioni di euro, è correlato sia all'andamento dei ricavi connessi a tali servizi, sia al riassetto organizzativo e societario, avvenuto all'inizio del 2018, delle Strutture Globali, che ha comportato la riduzione dei ricavi per prestazioni tecniche. I *crediti verso clienti terzi*, riferiti a prestazioni di servizi di varia natura, sono pari a 25 milioni di euro e, rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2017, presentano un decremento di 4 milioni di euro;
- > i *crediti per imposte sul reddito* al 31 dicembre 2018 ammontano a 165 milioni di euro e si riferiscono essenzialmente al credito Ires della Società per imposte correnti dell'esercizio (69 milioni di euro), nonché al credito risultante dalla Dichiarazione Consolidata Ires 2018 (56 milioni di euro);
- > le *altre attività correnti*, complessivamente pari a 268 milioni di euro al 31 dicembre 2018 (453 milioni di euro nel precedente esercizio), sono rappresentate dai crediti tributari (173 milioni di euro), nonché dai crediti per l'acconto sul dividendo deliberato nel 2018 dalle società controllate *Enel Americas S.A.* e *Enel Chile S.A.* (rispettivamente pari a 24 milioni di euro e 33 milioni di euro).

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

Con riferimento alla voce "Patrimonio netto e Passività" si evidenzia, invece, quanto segue.

Il *patrimonio netto* – come già osservato – presenta un incremento di 707 milioni di euro (+2,6 per cento) rispetto al valore rilevato al 31 dicembre 2017. In particolare:

- > il *capitale sociale*, interamente sottoscritto e versato al 31 dicembre 2018, risulta pari a 10.166.679.946 euro, ed è rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna. L'indicato importo del capitale di Enel S.p.A. risulta, quindi, invariato rispetto al precedente ammontare di euro 10.166.679.946 registrato al 31 dicembre 2017. Al 31 dicembre 2018, 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, l'unico

azionista in possesso di una partecipazione superiore al 3 per cento del capitale della Società risultava essere il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585 per cento del capitale sociale); per completezza si segnala, inoltre, che BlackRock Inc. ha da ultimo comunicato il possesso tramite controllate di una "partecipazione aggregata" (rappresentata da azioni con diritto di voto, azioni oggetto di prestito titoli e altre posizioni lunghe con regolamento in contanti, concernenti contratti per differenza) pari complessivamente al 4,827% del capitale della Società, riferita alla data del 5 settembre 2018 e posseduta a titolo di gestione del risparmio; a decorrere da tale momento BlackRock Inc. è risultata esente dagli obblighi di comunicazione delle partecipazioni rilevanti al capitale di Enel ai sensi dell'art. 119 *bis*, commi 7 e 8 del Regolamento Emittenti approvato con deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999;

- > il valore della riserva da sovrapprezzo azioni al 31 dicembre 2018 non presenta variazioni rispetto al precedente esercizio;
- > la *riserva legale*, pari al 20 per cento del capitale sociale, non ha presentato variazioni rispetto al precedente esercizio;
- > *utili e perdite accumulati* presentano una variazione in diminuzione di 145 milioni di euro per effetto di quanto deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 24 maggio 2018, che ha previsto l'utilizzo di tale riserva, per 142 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 3 milioni di euro, del risultato positivo dell'esercizio 2017;
- > *l'utile dell'esercizio 2018*, rilevato a conto economico, è pari a 3.456 milioni di euro, in aumento di 1.186 milioni di euro.

Le *passività non correnti*, pari a 15.213 milioni di euro, rappresentano il 29,4 per cento della voce *patrimonio netto e passività* e si incrementano di 1.667 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Nell'ambito delle passività non correnti i *finanziamenti a lungo termine*, che al 31 dicembre 2018 ammontano a 13.397 milioni di euro, si incrementano di 2.617 milioni di euro (+24,28 per cento); detti finanziamenti, non inclusivi della quota avente scadenza entro i 12 mesi successivi alla data di bilancio, sono rappresentati da obbligazioni per 8.208 milioni di euro, da finanziamenti bancari per 1.048 milioni di euro e da finanziamenti da società del Gruppo per 4.141 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono riportati i dati relativi ai finanziamenti a lungo termine.

Tabella 29 - Finanziamenti a lungo termine

	<i>(milioni di euro)</i>		
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Obbligazioni:			
- tasso fisso	7.199	7.302	(103)
- tasso variabile	1.009	1.239	(230)
Finanziamenti bancari:			
- tasso fisso	-		
- tasso variabile	1.048	1.039	9
Finanziamenti da società del Gruppo:			
- tasso fisso	2.300	1.200	1.100
- tasso variabile	1.841	-	1.841
Totale	13.397	10.780	2.617

Il valore nozionale delle obbligazioni (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) e la relativa movimentazione nel corso dell'esercizio sono sintetizzati nella seguente tabella.

Tabella 30 - Movimentazione del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine

	<i>(milioni di euro)</i>						
	2017	Rimborsi	Nuove emissioni	Altro	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	2018
Obbligazioni	12.252	(4.388)	1.250	-	(38)	29	9.105
Finanziamenti bancari	1.039	-	-	-	-	9	1.048
Finanz. nti da Soc. del Gruppo	1.200	-	2.250	691	-	-	4.141
Totale finanz. nti a lungo termine	14.491	(4.388)	3.500	691	(38)	38	14.294

Rispetto al 31 dicembre 2017, il valore nominale dell'indebitamento a lungo termine presenta nel complesso un decremento di 197 milioni di euro, conseguente:

- > a rimborsi per 4.388 milioni di euro tra i quali si evidenziano due prestiti obbligazionari retail a tasso fisso e variabile per un ammontare totale di 3.000 milioni di euro scaduti a febbraio 2018, un prestito a tasso fisso in euro di 591 milioni di euro scaduto a giugno 2018 ed il riacquisto di un'obbligazione ibrida in euro per 732 milioni di euro effettuato a maggio 2018;
- > al riacquisto di obbligazioni proprie a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" per 38 milioni di euro;
- > alla rilevazione di differenze negative di cambio per 38 milioni di euro;

- > all'emissione di due prestiti obbligazionari ibridi in euro per un valore totale di 1.250 milioni di euro;
- > a nuovi finanziamenti *intercompany* concessi da Enel Finance International per un valore totale di 2.250 milioni di euro;
- > ad un finanziamento *intercompany* di 691 milioni di euro acquisito a dicembre 2018 a seguito della fusione per incorporazione della società Enel Holding Cile S.r.l.

Nell'ambito delle passività non correnti sono inoltre da segnalare le voci:

- > *altre passività non correnti*, pari a 36 milioni di euro (pari importo al 31 dicembre 2017), riferita essenzialmente al debito residuo verso le società del Gruppo, inizialmente rilevato in seguito alla presentazione da parte di Enel S.p.A., 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 inclusi nella voce di bilancio *altre attività non correnti*. L'ammontare del debito al 31 dicembre 2018 risente dell'aggiornamento della quota interesse di competenza maturata sul credito residuo;
- > *passività finanziarie non correnti*, pari al 31 dicembre 2018 a 1.395 milioni di euro; essa accoglie interamente la valutazione al *fair value* dei contratti derivati, il cui dettaglio, per natura e per destinazione, è evidenziato nella tabella seguente.

Tabella 31 - Contratti derivati inclusi nelle Passività finanziarie non correnti

(milioni di euro)

	Nozionale		Fair value		2018-2017
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	
Derivati cash flow hedge:					
- tassi	1.440	390	159	135	24
- cambi	1.876	2.501	912	1.192	(280)
Totale	3.316	2.891	1.071	1.327	(256)
Derivati al FVTPL:					
- tassi	4.661	9.624	302	408	(106)
- cambi	1.096	5.632	22	535	(513)
Totale	5.757	15.256	324	943	(619)
Totale	9.073	18.147	1.395	2.270	(875)

I derivati finanziari classificati tra le passività non correnti presentano un valore nozionale

complessivo pari a 9.073 milioni di euro, a fronte di un *fair value* pari a 1.395 milioni di euro, ed evidenziano, rispettivamente, un decremento di 9.074 milioni di euro e di 875 milioni di euro rispetto ai valori del 31 dicembre 2017.

I contratti derivati di *cash flow hedge* evidenziano un valore nozionale di 3.316 milioni di euro e un *fair value* di 1.071 milioni di euro.

I derivati su cambi di *cash flow hedge* sono riferiti essenzialmente alla copertura di prestiti obbligazionari in valuta estera a tasso fisso.

I contratti derivati di *fair value through profit or loss*, sia su tassi d'interesse che su tassi di cambio, presentano un valore nozionale complessivo di 5.757 milioni di euro e un *fair value* di 324 milioni di euro.

Le *passività correnti*, pari complessivamente a 8.549 milioni di euro, evidenziano un decremento di 3.345 milioni di euro rispetto al corrispondente dato dell'esercizio precedente; tale variazione è riferibile al decremento delle *quote correnti dei finanziamenti a lungo termine* per 2.848 milioni di euro, dei *finanziamenti a breve termine* per 396 milioni di euro e dei *debiti commerciali* per 55 milioni di euro.

In particolare, i *finanziamenti a breve termine* ammontano a 5.001 milioni di euro (5.397 milioni di euro nel 2017) e presentano una variazione in diminuzione di 396 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito principalmente:

- > del decremento, per 120 milioni di euro, dei debiti verso banche per finanziamenti a breve termine ricevuti;
- > del decremento, per 80 milioni di euro, dei debiti verso banche;
- > del decremento, per 180 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.

I *debiti commerciali* accolgono prevalentemente i debiti per forniture di servizi, nonché quelli relativi a prestazioni diverse per attività svolte nel corso dell'esercizio 2018, e sono costituiti da debiti verso terzi per 41 milioni di euro (66 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e da debiti verso società del Gruppo per 41 milioni di euro (71 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Le *passività finanziarie correnti*, pari a 631 milioni di euro, in diminuzione rispetto all'esercizio precedente di 10 milioni di euro (-1,56 per cento) sono riferite a passività finanziarie differite per 259 milioni di euro (450 milioni di euro al 31 dicembre 2017), a contratti derivati per 355

milioni di euro (176 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e ad altre partite per 17 milioni di euro (15 milioni di euro al 31 dicembre 2017). 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 2018, 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*.

Le *altre passività correnti*, pari a 2.029 milioni di euro, si riferiscono principalmente al debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018, pari a 1.423 milioni di euro, deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. il 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019, nonché 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.

8.4 - Il conto economico

Il conto economico, raffrontato ai risultati dell'esercizio precedente, è sintetizzato nella tabella seguente.

Tabella 32 - Conto economico - Enel S.p.A.

(milioni di euro)

CONTO ECONOMICO - Enel S.p.A.		
	2018	2017
Ricavi		
- Ricavi delle prestazioni	38	120
- Altri ricavi e proventi	15	13
Totale	53	133
Costi		
- Materiali di consumo	1	1
- Servizi e godimento beni di terzi	127	165
- Costo del personale	109	174
- Ammortamenti e <i>impairment</i>	(331)	15
- Altri costi operativi	39	20
Totale	(55)	375
Risultato operativo	108	(242)
- Proventi da partecipazioni	3.567	3.033
- Proventi finanziari	1.946	3.092
- Oneri finanziari	2.349	3.774
Risultato prima delle imposte	3.272	2.110
- Imposte	(184)	(160)
Risultato netto dell'esercizio	3.456	2.270
Variazione %	52,3	

I ricavi delle vendite e delle prestazioni, pari a 38 milioni di euro, si riferiscono a prestazioni rese alle società controllate nell'ambito della funzione di indirizzo e coordinamento svolta dalla società e al riaddebito di oneri di diversa natura sostenuti e di competenza delle controllate stesse.

Il decremento complessivo, pari a 82 milioni di euro, rispetto all'esercizio precedente, è riconducibile essenzialmente alla riduzione dei ricavi derivanti dalla prestazione di servizi tecnici e manageriali a seguito del riassetto organizzativo e societario, avvenuto all'inizio del 2018, delle "Strutture Globali" nell'ambito del quale le Linee di Business Globali, precedentemente incluse in Enel S.p.A., sono state oggetto di conferimento alle società interamente controllate Enel Global Infrastructure & Network S.r.l., Enel Global Thermal Generation S.r.l. ed Enel Italia S.r.l., nonché ai conguagli negativi riferiti all'esercizio 2017.

Gli altri ricavi e proventi, pari a 15 milioni di euro nel 2018, si riferiscono essenzialmente, sia nell'esercizio corrente che in quello a raffronto, al personale in distacco e risultano in aumento di 2 milioni di euro (13 milioni di euro nel 2017).

I costi per acquisti di materiali di consumo, pari a 1 milione di euro, non presentano variazioni rispetto al precedente esercizio.

I costi per servizi, pari complessivamente a 116 milioni di euro, si riferiscono a servizi resi da terzi per 53 milioni di euro (79 milioni di euro nel 2017) e da società del Gruppo per 63 milioni di euro (70 milioni di euro nel 2017). In particolare, il decremento dei costi per servizi resi da società terze, pari a 26 milioni di euro, è da ricondursi principalmente ai minori costi sostenuti per consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale, nonché alle minori spese per pubblicità, servizi promozionali, propaganda e stampa, in parte compensati dall'incremento dei costi per servizi diversi.

I costi per servizi resi da società del Gruppo registrano un decremento di 7 milioni di euro, da ricondursi alla diminuzione dei costi per i servizi alla persona e dei costi per servizi diversi, in parte compensata con l'aumento dei costi per i servizi di assistenza informatica.

I costi per godimento beni di terzi, pari a 11 milioni di euro, sono rappresentati essenzialmente da costi per godimento di beni di proprietà della controllata Enel Italia S.r.l. e risultano in diminuzione di 5 milioni di euro rispetto all'esercizio a raffronto.

Il costo del personale, pari a 109 milioni di euro, presenta un decremento di 65 milioni di euro rispetto all'esercizio 2017. Tale diminuzione è riferibile principalmente alla variazione negativa della consistenza media dei dipendenti (399 risorse medie in meno rispetto all'esercizio precedente), in parte derivante dai conferimenti commentati in precedenza, con conseguente riduzione della voce salari e stipendi e dei relativi oneri sociali, per un totale complessivo di 52 milioni di euro, e dei costi per benefici a lungo termine per 15 milioni.

La voce *ammortamenti e impairment*, risulta complessivamente positiva per 331 milioni di euro (15 milioni di euro nel 2017) e registra una variazione dello stesso segno di 346 milioni di euro rispetto all'esercizio a raffronto. Gli ammortamenti delle attività materiali e immateriali (17 milioni di euro), riferiti alle attività materiali per 4 milioni di euro e alle attività immateriali per 13 milioni di euro, presentano un aumento complessivo di 2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da riferirsi sostanzialmente alla maggiore consistenza media dei diritti di brevetto industriale e delle opere dell'ingegno a seguito degli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio. Nel 2018 la voce "*Impairment*" risulta pari a 55 milioni di euro ed è riferita alle rettifiche di valore delle partecipazioni detenute in Enel Russia PJSC (40 milioni di euro) e in Enel Investment Holding B.V. (15 milioni di euro). La voce "*Ripristini di valore*" pari a 403

milioni di euro, accoglie esclusivamente l'adeguamento positivo del valore della partecipazione in Enel Produzione S.p.A., conseguente alla rideterminazione del valore della partecipazione in Slovenské elektrárne a.s.

Gli altri costi operativi, complessivamente pari a 39 milioni di euro, rilevano rispetto all'esercizio precedente un incremento di 19 milioni di euro, da ricondurre essenzialmente all'accantonamento per rischi e oneri per 15 milioni di euro.

Pertanto, il *risultato operativo*, positivo per 108 milioni di euro, presenta rispetto all'esercizio a raffronto un miglioramento di 350 milioni di euro.

I *proventi da partecipazioni*, pari a 3.567 milioni di euro nel 2018, si riferiscono ai dividendi e agli acconti sui dividendi deliberati dalle società controllate e collegate per 3.557 milioni di euro e da altre partecipate per 10 milioni di euro, e rispetto all'esercizio precedente presentano un incremento di 534 milioni di euro.

I *proventi finanziari netti da contratti derivati* ammontano a 45 milioni di euro (oneri finanziari netti per 219 milioni di euro nel 2017) e riflettono essenzialmente i proventi finanziari netti da strumenti finanziari derivati posti in essere nell'interesse di Enel S.p.A.

La variazione, rispetto a quanto rilevato nel precedente esercizio, è positiva per 264 milioni di euro ed è determinata essenzialmente dal decremento degli oneri finanziari netti su derivati di *cash flow hedge* (220 milioni di euro), stipulati tutti nell'interesse di Enel S.p.A., sia su tassi di interesse che su tassi di cambio.

Le *imposte sul reddito* dell'esercizio 2018 risultano complessivamente positive per 184 milioni di euro per effetto principalmente della riduzione della base imponibile Ires rispetto al risultato civilistico *ante* imposte, dovuta all'esclusione del 95 per cento dei dividendi percepiti dalle società controllate e della deducibilità degli interessi passivi di Enel S.p.A. 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 160 milioni di euro), la variazione positiva di 24 milioni di euro è dovuta essenzialmente al rimborso delle imposte sui redditi (Irpeg e Ilor) per le annualità 1996 e 1997, a seguito di due sentenze favorevoli della Corte di Cassazione, per un importo di 90 milioni di euro, parzialmente compensato dalle minori imposte positive sul reddito corrente (pari a 65 milioni di euro).

Il *risultato netto dell'esercizio* si attesta a 3.456 milioni di euro, a fronte di un utile dell'esercizio precedente di 2.270 milioni di euro.

9. - RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DEL GRUPPO ENEL

9.1 - Il bilancio consolidato

Il Bilancio consolidato del *Gruppo Enel* è stato esaminato dall'Assemblea degli azionisti di Enel S.p.A. nell'adunanza del 16 maggio 2019, congiuntamente al Bilancio di esercizio.

Esso 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 ed è corredato dalla Relazione sulla gestione e da quella sul Governo societario e gli assetti proprietari del Gruppo.

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione Consob (DEM 6064293 del 28 luglio 2006) e dall'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, al Bilancio consolidato sono, infine, allegati, a norma dell'art. 2359 c.c., gli elenchi delle imprese controllate da Enel S.p.A. e a esse collegate, nonché delle altre partecipazioni rilevanti al 31 dicembre 2018.

Il Bilancio consolidato è stato sottoposto a revisione contabile da parte della società di revisione, la quale, nella relazione in data 17 aprile 2019 a esso allegata, non ha evidenziato rilievi né richiami di informativa, giudicandolo "*... conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del Decreto legislativo n. 38 del 2005*" e attestando che è stato redatto "*... con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa...*".

Nella stessa relazione, viene, infine, attestato che "*... la relazione sulla gestione e le informazioni ...presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2018...*".

Il Collegio sindacale, per parte sua, nella relazione rassegnata all'Assemblea degli azionisti, ha espresso parere favorevole al bilancio, dopo aver dato atto che:

- > il documento era stato sottoposto al giudizio professionale della Società di revisione che, ai sensi dell'art. 14 del decreto legislativo n. 39 del 2010, aveva reso la suddetta relazione, con le attestazioni di cui sopra;
- > analoga relazione senza rilievi era stata rassegnata dal Revisore con riguardo alla revisione dei bilanci relativi all'esercizio 2018 delle più rilevanti Società italiane del Gruppo;

- > nel corso degli incontri periodici con i rappresentanti della Società di revisione non erano state evidenziate criticità relative ai *reporting packages* delle principali Società estere del Gruppo Enel, tali da fare emergere rilievi di significatività o da meritare di essere riflessi nel giudizio sul Bilancio medesimo;
- > i Collegi sindacali delle società controllate italiane e gli equivalenti organismi di controllo delle principali Società estere del Gruppo non avevano segnalato anomalie e rilievi all'esito della rispettiva attività di vigilanza, esprimendo, nel contempo, parere favorevole all'approvazione dei bilanci da parte delle rispettive assemblee.

L'area di consolidamento comprende la Capogruppo Enel S.p.A. e le società sulle quali essa, direttamente o indirettamente, esercita il controllo.

Nell'esercizio 2018, l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche per le seguenti principali operazioni:

- > vendita, in data 12 marzo 2018, dell'86,4% del capitale sociale di Erdwärme Oberland GmbH, società di sviluppo di impianti geotermici con sede in Germania. Il corrispettivo totale dell'operazione è pari a 0,9 milioni di euro, con una plusvalenza realizzata di 1 milione di euro;
- > acquisizione, perfezionata in data 2 aprile 2018, del 33,6% delle azioni di minoranza di Enel Generación Chile, consentendo così a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale. Inoltre, in tale data è diventata efficace la fusione per incorporazione della società per le rinnovabili Enel Green Power Latin America S.A. in Enel Chile;
- > formalizzazione, in data 3 aprile 2018, attraverso Enel Green Power España, dell'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società Parques Eólicos Gestinver SLU e Parques Eólicos Gestinver Gestión SLU per un importo di 57 milioni di euro, di cui 15 milioni di euro per l'accollo del debito esistente⁵²;
- > acquisizione, perfezionata il 7 giugno 2018, da parte di Enel Sudeste, del controllo della società brasiliana di distribuzione elettrica Enel Distribuição São Paulo (ex Eletropaulo

⁵² In data 3 aprile 2018 Enel Green Power España S.L. ha perfezionato l'acquisto del 100% di Parques Eólicos Gestinver S.L., società che possiede cinque impianti eolici per una capacità totale di circa 132 MW. L'acquisizione ha comportato una uscita di cassa di 57 milioni di euro.

Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.) a seguito della prima adesione da parte degli azionisti. L'acquisizione è avvenuta tramite OPA sul 100% delle azioni con scadenza il 4 luglio 2018⁵³;

- > acquisizione, in data 25 luglio 2018, attraverso la controllata Endesa Red, del 94,6% del capitale di Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta S.A., società operante nella distribuzione e vendita di energia elettrica nella città autonoma di Ceuta in Nord Africa⁵⁴;
- > cessione, in data 28 settembre 2018, a Caisse de Dépôt et Placement du Québec, un investitore istituzionale di lungo termine, e al veicolo di investimento dei principali fondi pensione messicani CKD Infraestructura México S.A. de C.V., dell'80% del capitale sociale di otto società veicolo, proprietarie in Messico di altrettanti impianti sia in esercizio sia in costruzione. A seguito del perfezionamento dell'operazione Enel Green Power S.p.A. possiede il 20% del capitale sociale, pertanto le società sono ora valutate con il metodo del patrimonio netto⁵⁵;
- > vendita, in data 18 ottobre 2018, da parte di Enel Green Power S.p.A., dell'impianto di produzione di energia elettrica da biomasse di Finale Emilia, per un corrispettivo di 59 milioni di euro;
- > cessione, in data 14 dicembre 2018, da parte di Enel Green Power S.p.A., della controllata al 100% Enel Green Power Uruguay S.A., a sua volta proprietaria attraverso la società

⁵³ Come più diffusamente indicato nel precedente par. 4.2.1, in data 4 giugno 2018 Enel ha acquisito, attraverso la società Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A., il controllo della società di distribuzione elettrica brasiliana Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., che successivamente all'acquisto ha cambiato denominazione commerciale in Enel Distribuição São Paulo. L'acquisizione del controllo è avvenuta a seguito dell'OPA lanciata in data 17 aprile per un corrispettivo di 45,22 real brasiliani per azione e che ha visto, il 4 giugno 2018, una prima adesione da parte degli azionisti della società rappresentanti una quota azionaria di controllo del 73,38%. Successivamente, in data 7 giugno 2018 è avvenuto il relativo trasferimento delle azioni.

⁵⁴ In data 25 luglio 2018 Endesa Red ha perfezionato l'acquisto del 94,6% del capitale di Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta S.A., società operante nella distribuzione e vendita di energia elettrica nella città autonoma di Ceuta in Nord Africa. L'acquisizione ha comportato un'uscita di cassa di 83 milioni di euro.

⁵⁵ In data 28 settembre 2018, attraverso la sua controllata Enel Green Power S.p.A. ("EGP"), Enel ha perfezionato un'operazione relativa alla cessione dell'80% di otto società veicolo ("SPV"), proprietarie in Messico di impianti sia in esercizio sia in costruzione per una capacità complessiva di 1,8 GW. Il Gruppo continua a possedere il 20% del capitale delle SPV ed EGP manterrà la gestione operativa degli impianti di cui sono titolari le SPV. La cessione ha previsto un corrispettivo complessivo di 329 milioni di euro che, al netto degli oneri accessori (pari a 13 milioni di euro), determina un valore dell'operazione pari a 316 milioni di euro. Il provento derivante dall'operazione è pari a 150 milioni di euro. Inoltre, in base a quanto previsto dai principi di riferimento, si è proceduto alla rimisurazione al *fair value* della quota di interessenza minoritaria mantenuta, per un effetto economico di 40 milioni di euro.

veicolo Estrellada S.A. del parco eolico di Melowind da 50 MW a Cerro Largo, per un corrispettivo di 120 milioni di dollari statunitensi.

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:

- > il riassetto societario in Cile attraverso l'operazione "Elqui" che ha comportato l'acquisizione di interessenze di terzi di Enel Generación Chile raggiungendo una partecipazione diretta al 93,55% attraverso Enel Chile (mentre in precedenza era partecipata al 59,98%), la riduzione della percentuale di interessenza in Enel Green Power Chile che è passata dal 100% al 61,93% a livello di Gruppo, a seguito della fusione di Enel Green Power Latin America in Enel Chile, e l'incremento della partecipazione complessiva in Enel Chile dal 60,62% al 61,93%;⁵⁶
- > il 3 luglio 2018 Enel, tramite Enel X International, ha finalizzato l'acquisizione da una holding controllata da Sixth Cinven Fund (fondo gestito dalla società di *private equity* internazionale Cinven), a fronte di un investimento di 150 milioni di euro, di circa il 21% del capitale di una società veicolo (Zacapa Topco S. à r.l.), nella quale è confluito il 100% di Ufinet International, operatore *wholesale* di reti in fibra ottica *leader* in America Latina. Sixth Cinven Fund, a sua volta, detiene il 79% del capitale di Zacapa Topco S. à r.l.;
- > in data 27 dicembre 2018 Enel Green Power S.p.A. ha venduto la sua quota del 50% nella *joint venture* EF Solare Italia S.p.A. ("EFSI"), detenuta tramite Marte S.r.l., società interamente controllata da Enel Green Power, all'altro *partner* della *joint venture*, F2i SGR

⁵⁶ In relazione al piano strategico di semplificazione del Gruppo, nel corso del primo semestre 2018 è stato avviato il processo di riorganizzazione delle partecipazioni rivolto a ridurre il numero delle società operative in Sud America, come accennato nel precedente par. 4.2.2. A tale scopo il 26 marzo Enel ha concluso con successo l'OPA lanciata da Enel Chile sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute dai soci di minoranza di quest'ultima, con la quale Enel Chile ha acquisito circa il 33,6% del capitale di incrementando così la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale. L'operazione è stata perfezionata il 2 aprile per un corrispettivo regolato per il 60% con cassa e per il 40% con azioni di Enel Chile. In pari data sono diventati efficaci la fusione per incorporazione della società per le rinnovabili Enel Green Power Latin America S.A. in Enel Chile e l'aumento di capitale di quest'ultima a servizio della stessa fusione; nella medesima data, ai soci di Enel Chile che hanno esercitato in relazione a tale fusione il diritto di recesso è stato liquidato il valore delle loro azioni. A livello di Gruppo Enel l'effetto combinato delle due operazioni ha comportato un incremento dell'1,31% della partecipazione del Gruppo in Enel Chile, che è passata, quindi, da 60,62% a 61,93%. Gli effetti contabili dell'operazione, configurandosi come operazione su *non controlling interest* e non rientrando nell'ambito di applicazione dell'IFRS 3, hanno comportato una riduzione delle interessenze di terzi e un impatto negativo sulla riserva di *non controlling interest* per un ammontare di 506 milioni di euro a fronte di un esborso complessivo di 1.406 milioni di euro.

S.p.A., per un corrispettivo di 214 milioni di euro. Secondo quanto previsto dall'accordo di compravendita, EFSI, che acquista e gestisce impianti solari in esercizio in Italia, ha un *enterprise value* di circa 1,3 miliardi di euro, di cui circa 430 milioni di euro di *equity value* e circa 900 milioni di euro di indebitamento verso terzi. A seguito della cessione si è registrata una plusvalenza di 65 milioni di euro;

- > nel mese di dicembre 2018 Enel S.p.A. ha incrementato la propria quota di interessenza in Enel Américas del 2,43% in base a quanto previsto dai due contratti di *Share Swap* stipulati con un istituto finanziario, al fine di aumentare la quota di partecipazione in Enel Américas fino a un massimo del 5%.

9.2 - Notazioni generali

I bilanci delle società partecipate utilizzati ai fini della predisposizione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 sono stati elaborati in accordo con i principi contabili adottati dalla Capogruppo.

Le risultanze delle principali voci generali del bilancio consolidato al 31 dicembre 2018, quali esposte nella tabella che segue, evidenziano, a confronto con l'esercizio precedente, una situazione caratterizzata:

- > dall'incremento sia dei ricavi (+1.033 milioni di euro, pari all'1,4 per cento) che dei costi (+240 milioni di euro, pari allo 0,4 per cento);
- > dall'aumento del Margine Operativo Lordo su EBITDA, che si è attestato a 16.351 milioni di euro (+698 milioni di euro, pari al 4,5 per cento);
- > dall'incremento del risultato operativo su EBIT, pari a 9.900 milioni di euro (+108 milioni di euro), del risultato netto complessivo, pari a 6.350 milioni di euro (+1.021 milioni di euro) e del risultato netto di Gruppo (quota di interessenza del Gruppo), attestatosi a 4.789 milioni di euro (+1.010 milioni di euro).

Relativamente ai valori patrimoniali, si evidenzia che il totale delle attività (pari a 165.424 milioni di euro) e il totale delle passività (pari a 117.572 milioni di euro) hanno subito un notevole incremento, rispettivamente pari a 9.783 milioni di euro per le attività e a 14.092 milioni di euro per le passività.

Si registra un decremento del Patrimonio netto complessivo (-8,3 per cento), unitamente alla diminuzione dell'importo del Patrimonio netto del Gruppo (-8,8 per cento), per effetto del mutamento del perimetro di consolidamento.

Gli investimenti restano sostanzialmente in linea con quelli dell'anno precedente. Il Capitale investito netto registra un decremento di 630 milioni di euro (-0,7 per cento).

Con riferimento alle variazioni di maggior rilievo delle poste patrimoniali, si rileva un incremento delle Altre attività finanziarie non correnti (+1.767 milioni di euro, +44,2 per cento) e dei Derivati attivi correnti (+1,605 milioni di euro, +69,5%) e un decremento dei Crediti commerciali (-942 milioni di euro, -6,5 per cento).

Tabella 33 - Bilancio consolidato - Sintesi

(milioni di euro)

	2018	2017	2018-2017 %
Ricavi	75.672	74.639	1,4
Costi	59.804	59.564	0,4
Margine operativo lordo	16.351	15.653	4,5
Risultato operativo	9.900	9.792	1,1
Risultato netto del gruppo (utile di esercizio)	4.789	3.779	26,7
Risultato netto di terzi	1.561	1.550	0,7
Risultato netto complessivo (Gruppo e terzi)	6.350	5.329	19,2
Attività patrimoniali	165.424	155.641	6,3
Passività patrimoniali	117.572	103.480	13,6
Patrimonio netto del gruppo	31.720	34.795	-8,8
Patrimonio netto di terzi	16.132	17.366	-7,1
Patrimonio netto complessivo	47.852	52.161	-8,3
Investimenti	8.152	8.130	0,3
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.630	7.021	-5,6
Capitale circolante netto	-7.771	-5.643	37,7
Capitale investito netto	88.941	89.571	-0,7
Derivati attivi non correnti	1.005	702	43,2
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	346	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	5.769	4.002	44,2
Altre attività non correnti	1.272	1.064	19,5
Rimanenze	2.818	2.722	3,5
Crediti commerciali	13.587	14.529	-6,5
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	135	-	-
Derivati attivi correnti	3.914	2.309	69,5
Altre attività finanziarie correnti	5.160	4.614	11,8
Altre attività correnti	2.983	2.695	10,7
Finanziamenti a breve termine	6.983	8.894	-21,5
Finanziamenti a lungo termine	48.983	42.439	15,4
Organico Gruppo Enel (al 31.12.)	69.272	62.900	10,1
Costo complessivo del personale	4.581	4.504	1,7
Costo complessivo del personale (per stipendi e salari)	3.157	3.152	0,2

9.3 - Lo stato patrimoniale consolidato

Il quadro riassuntivo delle attività è riportato nella tabella che segue ed evidenzia un incremento complessivo pari a 9.783 milioni di euro rispetto al 2017.

Tabella 34 - Stato patrimoniale consolidato: Attività

	2018	2017	2018-2017 %
ATTIVITÀ PATRIMONIALI			
Attività non correnti:			
- Immobili, impianti e macchinari	76.631	74.937	2,3
- Investimenti immobiliari	135	77	75,3
- Attività immateriali	19.014	16.724	13,7
- Avviamento	14.273	13.746	3,8
- Attività per imposte anticipate	8.305	6.354	30,7
- Partecipazioni valutate col metodo del patrimonio netto	2.099	1.598	31,4
- Derivati	1.005	702	43,2
- Altre attività finanziarie non correnti	5.769	4.002	44,2
- Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	346	0	
- Altre attività non correnti	1.272	1.064	19,5
Totale Attività non correnti	128.849	119.204	8,1
Attività correnti:			
- Rimanenze	2.818	2.722	3,5
- Crediti commerciali	13.587	14.529	-6,5
- Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	135	0	
- Crediti per imposte sul reddito	660	577	14,4
- Derivati	3.914	2.309	69,5
- Altre attività finanziarie correnti	5.160	4.614	11,8
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.630	7.021	-5,6
- Altre attività correnti	2.983	2.695	10,7
Totale Attività correnti	35.887	34.467	4,1
Attività possedute per la vendita	688	1970	-65,1
TOTALE ATTIVITÀ	165.424	155.641	6,3

Con riguardo ad alcune delle poste più rilevanti, si evidenzia quanto segue.

Le *attività non correnti* aumentano complessivamente di 9.645 milioni di euro (+8,1 per cento) rispetto al periodo precedente.

Più in dettaglio, al 31 dicembre 2018:

- > gli *immobili, impianti e macchinari* (nella quale voce sono inclusi i beni gratuitamente devolvibili) ammontano a 76.631 milioni di euro, con un incremento di 1.694 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+2,3 per cento);
- > le *attività immateriali* risultano pari a 19.014 milioni di euro, rilevando un incremento di 2.290 milioni di euro rispetto all'esercizio 2017 (+13,7 per cento); la voce è costituita prevalentemente da *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* per un importo pari a 13.541

milioni di euro circa, nonché da *accordi per servizi in concessione*, per un valore di 2.780 milioni di euro circa;

- > *l'avviamento* è pari a 14.273 milioni di euro e registra un incremento di 527 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (3,8 per cento). La variazione è da riferire principalmente alla variazione di perimetro (positiva per 489 milioni di euro) connessa all'acquisizione della società di distribuzione brasiliana Enel Distribuição São Paulo nonché all'acquisizione di Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riclassifica ad attività possedute per la vendita dell'avviamento relativo a tre parchi solari in Brasile, che a seguito delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti pervisti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce (23 milioni di euro);
- > le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 2.099 milioni di euro, in aumento di 501 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento risente principalmente:
 - degli utili rilevati a Conto economico per la quota di pertinenza del Gruppo, al netto dei dividendi incassati e dell'adeguamento di valore della partecipazione in Slovak Power Holding per l'adeguamento alla formula del prezzo prevista nel contratto di cessione con EPH;
 - delle variazioni di perimetro riconducibili:
 - o all'acquisizione di Ufinet International (150 milioni di euro);
 - o alla cessione parziale, con perdita di controllo, delle società rinnovabili messicane (c.d. società "Progetto Kino") che ha comportato la valutazione con il metodo del patrimonio netto della restante quota rimasta di pertinenza del Gruppo.

Tale incremento è stato parzialmente compensato dalla cessione della *joint venture* EF Solare Italia avvenuta il 27 dicembre 2018;

- > le *attività per imposte anticipate*, pari a 8.305 milioni di euro, sono aumentate rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2017, registrando un incremento di 1.951 milioni di euro (+30,7 per cento);
- > le *attività derivanti da contratti con i clienti non correnti*, pari a 346 milioni di euro, si riferiscono principalmente alle attività in fase di realizzazione derivanti da accordi per

- servizi pubblici in concessione “public-to-private” rilevati secondo quanto previsto dall’IFRIC 12, con scadenza oltre i 12 mesi (336 milioni di euro);⁵⁷
- > le altre attività finanziarie non correnti, pari a 5.769 milioni di euro, presentano un incremento di 1.767 milioni di euro (+44,2 per cento), riferibile principalmente all’incremento della voce *accordi per servizi in concessione* per 939 milioni di euro che si riferisce ai corrispettivi dovuti dal concedente per la costruzione e il miglioramento delle infrastrutture asservite all’erogazione di servizi pubblici in concessione e rilevati a seguito dell’applicazione dell’IFRIC 12. Tale andamento è altresì riferibile all’incremento della voce *altre attività finanziarie non incluse nell’indebitamento finanziario netto* (per 828 milioni di euro) dovuta prevalentemente all’aumento dei *crediti finanziari diversi* (per 853 milioni di euro);⁵⁸
 - > la voce *altre attività non correnti*, pari a 1.272 milioni di euro, presenta un incremento, rispetto al 31 dicembre 2017, di 208 milioni di euro (+19,5 per cento) e include:
 - i *crediti verso operatori istituzionali di mercato*, pari a 200 milioni di euro, in linea con l’anno precedente;
 - *altri crediti* per un importo pari a 1.072 milioni di euro (864 milioni di euro al 31 dicembre 2017).⁵⁹

Relativamente alle *attività correnti*, si evidenzia un incremento pari a 1.420 milioni di euro (+4,4 per cento), dovuto principalmente all’aumento dei *derivati*, delle *altre attività finanziarie correnti*, dei *crediti per imposte sul reddito*, delle *rimanenze* e delle *altre attività correnti*, parzialmente compensato dalla riduzione dei *crediti commerciali* e delle *disponibilità liquide e mezzi equivalenti*.

⁵⁷ Tale casistica ricorre nei casi in cui il concessionario non ha ancora maturato pienamente il diritto a farsi riconoscere tali attività dal concedente, nell’ipotetico termine della concessione, in quanto contrattualmente sussiste tuttavia un’obbligazione di fare perché il bene entri in esercizio. Si precisa che il valore al 31 dicembre 2018 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 271 milioni di euro, di cui 80 milioni di euro derivanti dall’acquisizione di Enel Distribuição São Paulo.

⁵⁸ La variazione è principalmente connessa ai seguenti fenomeni:

- > incremento per 427 milioni di euro del credito finanziario vantato da Enel Finance International verso le società del “Progetto Kino” a seguito del deconsolidamento delle stesse;
- > adeguamento al *fair value*, per 320 milioni di euro, del valore 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. La variazione dell’anno risente del modificarsi di alcuni parametri, tra cui l’evoluzione della posizione finanziaria netta di Slovenské elektrárne, l’andamento dei prezzi dell’energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di Slovenské elektrárne misurati in base a *benchmark* definiti nel contratto e l’*enterprise value* delle unità 3 e 4 di Mochovce. Tali incrementi sono solo in parte compensati dal decremento dei depositi cauzionali per 106 milioni di euro.

⁵⁹ La voce “Altri crediti” al 31 dicembre 2018 include principalmente crediti tributari per 231 milioni di euro (261 milioni di euro al 31 dicembre 2017), depositi cauzionali per 307 milioni di euro (189 milioni di euro a fine 2017) e contributi non monetari da ricevere relativi a certificati verdi per 50 milioni di euro (61 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

La variazione dell’anno risente prevalentemente del consolidamento di Enel Distribuição São Paulo e delle “*contingent consideration*” (per 91 milioni di euro) riferite allo sviluppo di nuovi progetti (parchi eolici di High Lonesome, Outlaw e Road Runner).

I *crediti commerciali verso clienti* ammontano (al netto del relativo fondo di svalutazione, che a fine esercizio era pari complessivamente a 2.828 milioni di euro) a 13.587 milioni di euro, con un decremento di 942 milioni di euro rispetto al valore registrato al 31 dicembre 2017 (-6,5 per cento).

Come si evince dalla tabella che segue, il decremento della suddetta voce ha riguardato principalmente l'Italia.

Tabella 35 - Crediti commerciali

Divisione	Al 31.12.2018	Al 31.12.2017	Variazione
- Italia	7.885	10.073	-2.188
- Iberia	2.162	2.340	-178
- America Latina	3.766	2.432	1.334
- Europa e Nord Africa	379	337	42
- Nord e Centro America	276	193	83
- Africa Sub-Sahariana e Asia	33	29	4
- Altro, elisioni e rettifiche	-890	-856	-34
Totale	13.611	14.548	-937

Nella tabella seguente è riportata la movimentazione del *Fondo svalutazione crediti*, dalla quale si rileva un incremento netto di 426 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+17,7 per cento) e che:

- l'accantonamento complessivo è stato pari a 1.367 milioni di euro (+13,5 per cento rispetto all'omologo dato dell'esercizio 2017, pari a 1.204 milioni di euro);
- l'utilizzo complessivo si è attestato a 897 milioni di euro (+49,3 per cento rispetto agli utilizzi effettuati nell'esercizio 2017, pari a 601 milioni di euro);
- il rilascio a Conto economico è pari a 281 milioni di euro (310 milioni di euro nell'esercizio 2017);
- l'adeguamento per l'effetto della prima applicazione dell'IFRS 9 è pari a 207 milioni di euro;
- le altre variazioni sono pari a 30 milioni di euro (81 milioni di euro nell'esercizio 2017).

Tabella 36 - Movimentazione del Fondo Svalutazione Crediti

	Totale al 31.12.2017	2.402
Adeguamento prima applicazione IFRS 9		207
Accantonamenti		1.367
Utilizzi		-897
Rilasci a Conto economico		-281
Altre variazioni		30
	Totale al 31.12.2018	2.828

Le attività derivanti da contratti con i clienti correnti, pari a 135 milioni di euro, accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (109 milioni di euro) relative a commesse ancora aperte il cui corrispettivo è subordinato all'adempimento di una prestazione contrattuale.

Le altre attività finanziarie correnti ammontano a 5.160 milioni di euro e registrano un incremento di 546 milioni di euro rispetto al periodo precedente (+11,8 per cento). La variazione della voce è principalmente riconducibile alla maggiore quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine che si incrementa di 428 milioni di euro a seguito soprattutto dell'aumento dei crediti finanziari verso il sistema elettrico spagnolo per il finanziamento del deficit tariffario, oltre che dell'ingresso nel perimetro di Enel Distribuição São Paulo.

Nella tabella che segue è illustrato il quadro riassuntivo delle passività e del patrimonio netto come risultanti dallo Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2018.

Tabella 37 - Stato patrimoniale consolidato: Passività e Patrimonio netto

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	2018	2017	2018-2017 %
Patrimonio netto del Gruppo			
- Capitale sociale	10.167	10.167	-
- Altre riserve	1.700	3.348	-49,2
- Utili e perdite accumulati	13.503	15.951	-15,3
- Risultato netto dell'esercizio	6.350	5.329	19,2
Totale Patrimonio netto del Gruppo	31.720	34.795	-8,8
Patrimonio netto di terzi	16.132	17.366	-7,1
Totale Patrimonio netto	47.852	52.161	-8,3
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine (escluse quote correnti)	48.983	42.439	15,4
- TFR e altri benefici ai dipendenti	3.187	2.407	32,4
- Fondo rischi e oneri quota non corrente	5.181	4.821	7,5
- Passività per imposte differite	8.650	8.348	3,6
- Derivati	2.609	2.998	-13,0
- Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	6.306	-	-
- Altre passività non correnti	1.901	2.003	-5,1
Totale Passività non correnti	76.817	63.016	21,9
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine	3.616	1.894	90,9
- Fondo rischi e oneri quota corrente	1.312	1.210	8,4
- Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.367	7.000	-51,9
- Debiti commerciali	13.387	12.671	5,7
- Debiti per imposte sul reddito	333	284	17,3
- Derivati	4.343	2.260	92,2
- Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	1.095	-	-
- Altre passività finanziarie correnti	788	954	-17,4
- Altre passività correnti	12.107	12.462	-2,8
Totale Passività correnti	40.348	38.735	4,2
Passività destinate alla vendita	407	1.729	-76,5
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	165.424	155.641	6,3

Quanto al *patrimonio netto del Gruppo*, si evidenzia che esso si è attestato, alla fine dell'esercizio, a 31.720 milioni di euro (-3.075 milioni di euro rispetto al precedente esercizio), mentre il *patrimonio netto complessivo* (comprese le interessenze di terzi) è pari a 47.852 milioni di euro (-4.309 milioni di euro rispetto al 2017).

Non essendo stati approvati piani di azionariato nel corso dell'esercizio (così come in quello precedente), il capitale sociale di Enel S.p.A., interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Nella voce *altre riserve*, pari a 1.700 milioni di euro, confluiscono la *riserva per sovrapprezzo azioni* (7.489 milioni di euro), la *riserva legale* (2.034 milioni di euro), le *altre riserve* (2.262 milioni di euro), la *riserva conversione bilanci in valuta estera* (-3.317 milioni di euro), le *riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge* (-1.745 milioni di euro), le *riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging* (-258 milioni di euro), le *riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI* (16 milioni di euro), la *riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* (-63 milioni di euro), la *riserva da rimisurazione delle passività-(attività) nette per piani a benefici definiti* (-714 milioni di euro), la *riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo* (-2.381 milioni di euro) e la *riserva da acquisizioni su non controlling interest* (-1.623 milioni di euro).

Passando alle *passività non correnti*, merita di essere evidenziato che:

- > i *finanziamenti a lungo termine*, pari a 48.983 milioni di euro, si incrementano del 15,4 per cento rispetto all'esercizio precedente (in tale voce è, in buona sostanza, ricompreso il debito a lungo termine, in qualunque valuta, relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti, con esclusione delle quote in scadenza entro 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio). Qualora vengano computate anche tali quote, il valore dei finanziamenti a lungo termine sale a 52.350 milioni di euro, con un incremento, rispetto al corrispondente dato dell'esercizio precedente, del 5,9 per cento (equivalente a 2.911 milioni di euro)⁶⁰;
- > la voce *TFR e altri benefici ai dipendenti* è pari a 3.187 milioni di euro ed evidenzia un incremento, rispetto all'esercizio precedente, pari al 32,4 per cento⁶¹;
- > i *fondi rischi e oneri (quota non corrente)*, pari a 5.181 milioni di euro, registrano un incremento di 360 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+7,5 per cento); in tale voce sono ricomprese le quote non correnti del:

⁶⁰ 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 2018, il 30,2 per cento dell'indebitamento finanziario è espresso a tassi variabili (27,4 per cento al 31 dicembre 2017). 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 2018 risulta pari al 22,8 per cento dell'indebitamento finanziario (21,8 per cento al 31 dicembre 2017). Ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di interesse ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale, ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, l'indebitamento finanziario coperto risulterebbe pari al 77 per cento rispetto all'esposizione (78 per cento coperto al 31 dicembre 2017).

⁶¹ Ai dipendenti sono riconosciute varie forme di benefici individuate nelle prestazioni connesse al trattamento di fine rapporto (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, forme di previdenza e di assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata per uso domestico e altre prestazioni simili).

- fondo per *decommissioning* nucleare, pari a 552 milioni di euro (538 milioni di euro al 31 dicembre 2017), che 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 *Real Decreto-ley* n. 1349 del 2003 e della legge n. 24 del 2005;
- fondo smantellamento, rimozione e bonifica del sito, pari a 986 milioni di euro (814 milioni di euro al 31 dicembre 2017), che accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite;
- fondo contenzioso legale, pari a 1.315 milioni di euro (861 milioni di euro al 31 dicembre 2017), che è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso⁶²;
- fondo oneri per incentivo all'esodo, pari a 1.177 milioni di euro (1.530 milioni di euro al 31 dicembre 2017), nel quale sono compresi gli oneri connessi alle cessazioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative;
- altri fondi rischi e oneri futuri altri, pari a 742 milioni di euro (778 milioni di euro al 31 dicembre 2017)⁶³;
- > la voce *passività per imposte differite*, pari a 8.650 milioni di euro (8.348 milioni di euro al 31 dicembre 2017), accoglie, essenzialmente, la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite, in sede di allocazione contabile delle stesse, 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 beni⁶⁴;
- > la voce *derivati non correnti* espone la valutazione a *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge*, *fair value hedge* e *trading*; il saldo, al 31 dicembre 2018, è pari a 2.609 milioni di euro, con un decremento, rispetto all'esercizio precedente, pari al 13 per cento;

⁶² 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.

⁶³ Gli accantonamenti per gli altri fondi rischi e oneri si riferiscono a oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio e a contenziosi con enti locali per tributi e canoni.

⁶⁴ La posta in argomento è da collegarsi con la voce "*attività per imposte anticipate*", di cui si è riferito in precedenza, in quanto connesse per le eventuali compensazioni tra le stesse.

- > la voce *passività derivanti da contratti con i clienti non correnti*, pari a 6.306 milioni di euro, è da attribuire principalmente alla distribuzione in Italia (3.613 milioni di euro), Spagna (2.251 milioni di euro) e Romania (405 milioni di euro)⁶⁵.

Infine, con riguardo alle *passività correnti*, si osserva che:

- > *i finanziamenti a breve termine*, pari a 3.616 milioni di euro, diminuiscono di 1.722 milioni di euro rispetto al precedente esercizio; essi sono rappresentati per 2.393 milioni di euro da *commercial paper* emessi ed in essere al 31 dicembre 2018⁶⁶, per 301 milioni di euro da *cash collateral* (a fronte di operazioni su contratti derivati ove è prevista la corresponsione della marginalità), per 512 milioni di euro da debiti verso banche a breve termine e per 410 milioni di euro da altri debiti finanziari a breve termine;
- > le quote correnti dei finanziamenti a lungo termine sono pari a 3.367 milioni di euro e registrano un decremento rispetto al periodo precedente di 3.633 milioni di euro;
- > *i fondi rischi e oneri (quota corrente)*, pari a 1.312 milioni di euro, registrano un decremento, rispetto all'esercizio precedente, dell'8,4 per cento⁶⁷;
- > *i debiti commerciali* ammontano a 13.387 milioni di euro (+5,7 per cento rispetto al 31 dicembre 2017) e si riferiscono, principalmente, a debiti per forniture di energia, acquisto di combustibili, di materiali e di apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse;
- > le *passività derivanti da contratti con i clienti correnti*, pari a 1.095 milioni di euro, accolgono le passività da contratti relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica con scadenza entro i 12 mesi per 726 milioni di euro rilevate in Italia e Spagna, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione (326 milioni di euro);
- > le *altre passività correnti*, pari a 12.107 milioni di euro, con un decremento del 2,8 per cento rispetto all'esercizio precedente, sono relative prevalentemente a:

⁶⁵ Le passività derivanti da contratti con i clienti non correnti fanno riferimento alla rilevazione al 1° gennaio 2018, per effetto dell'applicazione dell'IFRS 15 e tenuto conto degli obblighi regolamentari in essere nelle diverse giurisdizioni in cui il Gruppo opera, delle passività da contratti relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica, precedentemente rilevati a Conto economico al momento dell'allaccio.

⁶⁶ Trattasi di emissioni effettuate nell'ambito del programma di 6 miliardi di euro lanciato nel novembre 2005 da Enel Finance International N.V. con la garanzia di Enel S.p.A. e rinnovato nel mese di aprile 2010, nonché del programma di Endesa International B.V. per un importo complessivo di 3 miliardi di euro, nonché di Enel Américas ed Enel Generación Chile per un importo complessivo di 400 milioni di dollari statunitensi, pari a 349 milioni di euro.

⁶⁷ In tale voce sono incluse, principalmente, le quote correnti del fondo oneri per incentivo all'esodo, pari a 397 milioni di euro (387 milioni di euro al 31 dicembre 2017), nonché altri fondi rischi e oneri futuri, per 603 milioni di euro (637 milioni di euro al 31 dicembre 2017); vi sono altresì ricompresi, per importi minori, anche il fondo contenzioso legale e il fondo smantellamento, rimozione e bonifica del sito, il fondo per oneri per certificati ambientali e il fondo oneri su imposte e tasse. Per maggiori dettagli su tutti tali fondi si rimanda a quanto già illustrato per la voce *fondo rischi e oneri (quota non corrente)*.

- *debiti diversi verso clienti*, pari a 1.773 milioni di euro, che includono depositi cauzionali per 936 milioni di euro ricevuti dai clienti in forza dei contratti di somministrazione dell'energia elettrica e del gas;
- *debiti verso operatori istituzionali di mercato*, pari a 3.945 milioni di euro, nei quali sono ricompresi i debiti relativi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica nei mercati elettrici italiano, spagnolo e del Sud America;
- *debiti tributari diversi*, pari a 1.093 milioni di euro, in diminuzione di 230 milioni di euro rispetto al periodo precedente;
- *altri debiti*, che al 31 dicembre 2018 ammontavano a 2.131 milioni di euro, in aumento di 485 milioni di euro rispetto al periodo precedente;
- *debiti per dividendi*, che al 31 dicembre 2018 ammontavano a 1.913 milioni di euro, in aumento di 372 milioni di euro rispetto al periodo precedente.

9.4 - Il conto economico consolidato

Il risultato operativo del 2018 ammonta a 9.900 milioni di euro, con un incremento di 108 milioni di euro rispetto al 2017 (9.792 milioni di euro) nonostante i maggiori ammortamenti e *impairment* per 590 milioni di euro. Tale variazione è riconducibile alla capitalizzazione dei costi acquisitivi della clientela che hanno determinato maggiori ammortamenti (166 milioni di euro) nel periodo, all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (93 milioni di euro) e all'effetto dei maggiori *impairment* rilevati nel 2018 rispetto al 2017. I ricavi del 2018 sono pari a 75.672 milioni di euro, con un incremento pari a 1.033 milioni di euro (+1,4%) rispetto al 2017; i costi, inclusivi degli ammortamenti e delle perdite di valore, ammontano a 66.255 milioni di euro e registrano un incremento di 830 milioni di euro (+1,3 per cento).

I *proventi-(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value* evidenziano un saldo positivo di 483 milioni di euro (-95 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente).

Il *risultato prima delle imposte* ammonta a 8.201 milioni di euro (7.211 milioni di euro nel 2017) e, pertanto, si incrementa di 990 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Le *imposte* del 2018 ammontano a 1.851 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 22,6%, mentre le imposte del 2017 erano pari a 1.882 milioni di euro con un'incidenza del 26,1%.

La minore incidenza fiscale è ascrivibile essenzialmente ai seguenti fenomeni:

alla rilevazione delle imposte anticipate su perdite pregresse in Enel Distribuição Goiás (274 milioni di euro) e in Enel Green Power S.p.A. (85 milioni di euro riferite alla società 3Sun incorporata nel corso del 2018);

alla riduzione delle imposte differite passive (61 milioni di euro) a seguito della riforma fiscale in Colombia che ha comportato la riduzione delle aliquote fiscali in forma progressiva dal 33% al 30%.

Il risultato netto complessivo (Gruppo e terzi) è pari a 6.350 milioni di euro, in aumento di 1.021 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, mentre quello di pertinenza del Gruppo, pari a 4.789 milioni di euro, si incrementa di 1.010 milioni di euro.

I suddetti dati sono riassunti nella tabella che segue.

Tabella 38 - Conto economico consolidato

	2018	2017	2018-2017 %
Ricavi			
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	73.134	72.664	0,6
- Altri ricavi	2.538	1.975	28,5
Totale ricavi	75.672	74.639	1,4
Costi			
- Energia elettrica, gas e acquisto combustibile	35.728	36.039	- 0,9
- Costi per servizi e altri materiali	18.870	17.982	4,9
- Costo del personale	4.581	4.504	1,7
- Impairment-(Ripristini di valore) netti di crediti	1.096	-	-
- Ammortamenti e perdite di valore	5.355	5.861	-8,6
- Altri costi operativi	2.889	2.886	0,1
- Costi per lavori interni capitalizzati	-2.264	-1.847	22,6
Totale costi	66.255	65.425	1,3
Proventi-(oneri) netti da contratti su commodity	483	578	-
Risultato operativo	9.900	9.792	1,1
- Proventi finanziari da contratti derivati	1.993	1.611	23,7
- Altri proventi finanziari	1.715	2.371	-27,7
- Oneri finanziari da contratti derivati	1.532	2.766	-44,6
- Altri oneri finanziari	4.392	3.908	12,4
- Proventi-(Oneri) netti da iperinflazione	168	-	-
- Quota dei Proventi-(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	349	111	-
Risultato prima delle imposte	8.201	7.211	13,7
Imposte	1.851	1.882	-1,6
Risultato delle <i>continuing operations</i>	6.350	5.329	19,2
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-
Risultato netto (Gruppo e terzi)	6.350	5.329	19,2
Quota di interessenza del Gruppo	4.789	3.779	26,7
Quota di interessenza dei terzi	1.561	1.550	0,7

Si illustrano, qui di seguito, le variazioni più significative intervenute nelle componenti economiche, cominciando dai *ricavi*, che ammontano complessivamente a 75.672 milioni di euro e presentano un incremento, rispetto al precedente esercizio, di 1.033 milioni di euro (+1,4 per cento).

I *ricavi delle vendite e delle prestazioni*, pari a 73.134 milioni di euro, includono:

- > i *ricavi da vendita di energia elettrica*, che ammontano a 43.110 milioni di euro con un decremento di 323 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-0,7%). Tale decremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

- maggiori ricavi da vendita sui mercati finali per 1.078 milioni di euro, prevalentemente per effetto della variazione di perimetro dovuta all'ingresso di Enel Distribuição São Paulo nel giugno 2018;
- riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 543 milioni di euro principalmente per la contrazione dei volumi negoziati sul territorio italiano;
- decremento dei ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 858 milioni di euro conseguente alla riduzione dei volumi intermediati sul mercato italiano;
- > i ricavi da trasporto di energia elettrica che ammontano a 10.101 milioni di euro, con un incremento di 128 milioni di euro rispetto all'esercizio 2017. Tale incremento è prevalentemente concentrato in Brasile per effetto dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (143 milioni di euro). I corrispettivi da gestori di rete sono pari nel 2018 a 1.012 milioni di euro, in incremento di 112 milioni di euro rispetto a quanto rilevato nell'esercizio precedente. La variazione riflette l'incremento di ricavi in Italia connessi principalmente ai servizi di dispacciamento e ai margini delle unità essenziali per la sicurezza del sistema;
- > i ricavi per contributi da operatori istituzionali di mercato sono pari a 1.711 milioni di euro e si incrementano di 76 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente; 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 da vendita di gas, pari a 4.401 milioni di euro, registrano un incremento di 437 milioni di euro (+11,0 per cento) rispetto all'esercizio precedente; tale incremento è riferibile prevalentemente ai maggiori ricavi di vendita registrati in Iberia, in Cile e in Italia, determinati prevalentemente da prezzi medi crescenti rispetto all'esercizio precedente;
- > i ricavi da vendita di combustibili, pari a 8.556 milioni di euro, aumentano di 1.216 milioni di euro rispetto al 2017 prevalentemente a seguito dell'aumento delle vendite di gas naturale in Enel Global Trading;
- > i ricavi da contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas che si attestano a 714 milioni di euro, registrando un decremento di 86 milioni di euro dovuto al minor numero di attivazioni e alla contestuale applicazione dell'IFRS 15 che ha comportato il riconoscimento nel tempo, attraverso la tecnica dei risconti, dei contributi di allacciamento che in

precedenza venivano rilevati integralmente a Conto economico al momento dell'attivazione dell'utenza;

- > i ricavi per *lavori e servizi su ordinazione* che ammontano a 735 milioni di euro e si incrementano di 61 milioni di euro prevalentemente per la variazione di perimetro dovuta all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo in parte compensata dai minori lavori sostenuti dalle altre società della distribuzione in Brasile;
- > i ricavi da *vendite di certificati ambientali* che ammontano a 497 milioni di euro e si riducono di 69 milioni di euro prevalentemente in Italia;
- > i ricavi da *vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto*, pari a 390 milioni di euro, che aumentano di 348 milioni di euro; tale variazione è dovuta principalmente a Enel X North America in relazione ai servizi a valore aggiunto prevalentemente per l'attività del *Demand-Response*. Enel X North America svolge tali attività in qualità di aggregatore di consumatori commerciali e industriali che accettano di bilanciare il proprio consumo in base alle esigenze della rete, rinunciando, in momenti di picco della richiesta, ai propri consumi in cambio di una remunerazione definita contrattualmente;
- > le *altre vendite e prestazioni*, pari a 1.331 milioni di euro, che diminuiscono di 436 milioni di euro. La variazione è da riferire principalmente alla riduzione delle altre vendite e prestazioni, in parte compensate dall'incremento dei ricavi per canoni e locazioni di impianti connessi al *business* elettrico in Sud America e per le *tax partnership* rilevate nell'esercizio precedente (352 milioni di euro). A seguito di sostanziali modifiche contrattuali le *tax partnership* relative ai nuovi progetti sono state rilevate nella voce *altri ricavi*.

Quanto alla suddivisione dei ricavi per area geografica, si riporta la seguente tabella.

Tabella 39 - Provenienza geografica dei ricavi delle vendite e delle prestazioni

(milioni di euro)

	2018		2017	
	Importo	%	Importo	%
Italia	27.492	37,6	27.935	38,4
Europa				
Iberia	18.368	25,1	19.032	26,2
Francia	1.006	1,4	1.333	1,8
Svizzera	1.039	1,4	135	0,2
Germania	2.297	3,1	2.244	3,1
Austria	155	0,2	290	0,4
Slovenia	27	0,0	39	0,1
Slovacchia	-	-	54	0,1
Romania	1.214	1,7	1.067	1,5
Grecia	62	0,1	58	0,1
Bulgaria	9	0,0	9	0,0
Belgio	320	0,4	46	0,1
Repubblica Ceca	113	0,2	-	-
Ungheria	399	0,5	472	0,6
Russia	989	1,4	1.128	1,6
Olanda	2.139	2,9	4.063	5,6
Regno Unito	1.685	2,3	648	0,9
Altri paesi europei	113	0,2	82	0,1
America				
Stati Uniti	466	0,6	693	1,0
Canada	23	0,0	-	-
Messico	520	0,7	359	0,5
Brasile	6.518	8,9	4.687	6,5
Cile	3.169	4,3	3.473	4,8
Perù	1.275	1,7	1.167	1,6
Colombia	2.242	3,1	2.103	2,9
Argentina	1.265	1,7	1.364	1,9
Altri paesi sudamericani	14	0,0	14	0,0
Altri				
Africa	82	0,1	79	0,1
Asia	133	0,2	90	0,1
Totale	73.134	100,0	72.664	100,0

Gli *altri ricavi*, che ammontano a 2.538 milioni di euro, si incrementano rispetto all'esercizio precedente di 563 milioni di euro (+28,5 per cento) e si riferiscono a:

- > *Contributi per certificati ambientali*, pari a 664 milioni di euro, che si riducono di 214 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, essenzialmente per la riduzione dei contributi per

certificati di efficienza energetica (197 milioni di euro) e dei contributi per certificati verdi (17 milioni di euro);

- > *Rimborsi vari*, pari a 353 milioni di euro, che si riferiscono a rimborsi vari da clienti e fornitori per 238 milioni di euro (165 milioni di euro nel 2017) e a risarcimenti assicurativi e risarcimenti da terzi per 115 milioni di euro (196 milioni di euro nel 2017);
- > *plusvalenze da alienazione di società* che ammontano a 287 milioni di euro nel 2018 e si incrementano di 128 milioni di euro rispetto al 2017, accogliendo prevalentemente:
 - la plusvalenza per la cessione, con perdita di controllo, di otto società di progetto in Messico avvenuta a fine settembre 2018 nonché la rimisurazione al *fair value* per la parte di interessenza del Gruppo nelle società pari al 20% (190 milioni di euro);
 - la plusvalenza derivante dalla cessione di EF Solare Italia (65 milioni di euro);
 - la plusvalenza per la cessione di alcune società della linea di *business* Enel Green Power in Uruguay (18 milioni di euro).

Nel 2017 invece tale voce includeva principalmente la plusvalenza di 143 milioni di euro derivante dalla cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas;

- > le *plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali* che sono pari a 61 milioni di euro (43 milioni di euro nel 2017) e sono riferibili alle dismissioni ordinarie del periodo;
- > la voce "*Altri ricavi*" pari a 1.087 milioni di euro (407 milioni di euro nel 2017) registra un incremento di 680 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento si riferisce prevalentemente:
 - all'incremento degli altri ricavi connessi al *business* elettrico per l'iscrizione dei proventi di 146 milioni di euro relativi al reintegro, da parte di Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), degli oneri di sistema versati e non riscossi ai sensi della delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) n. 50-2018-R-eel;
 - a maggiori proventi per la rilevazione dell'indennizzo di 128 milioni di euro relativo all'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata forfettaria connesso alla vendita della partecipata Enel Rete Gas;
 - ai ricavi da *tax partnership* rilevati sui nuovi progetti completati nel 2018 (361 milioni di euro) che in precedenza venivano rilevati nella voce "*Altre vendite e prestazioni*" a seguito delle modifiche del modello di *business* che ha determinato una diversa formulazione dei contratti.

I costi ammontano a 66.255 milioni di euro e presentano – come detto – un incremento rispetto al precedente esercizio per 830 milioni di euro (+1,3 per cento); in particolare, essi si riferiscono a:

- > *costi per acquisto energia elettrica, gas e acquisto combustibile* per 35.728 milioni di euro, registrando un decremento di 311 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (-0,9 per cento), per effetto, essenzialmente, del decremento degli acquisti di: energia elettrica, per 427 milioni di euro (dovuto principalmente ai minori costi per acquisti sui contratti bilaterali e sulle Borse dell'energia elettrica, soprattutto per i minori volumi acquistati), e degli altri combustibili, per 155 milioni di euro, in conseguenza soprattutto della flessione dei volumi di produzione di energia registrati da Enel Produzione (principalmente attribuibile all'incremento del consumo in uno scenario di prezzi crescenti), in parte compensati dai maggiori acquisti di gas, per 290 milioni di euro (riferibili all'aumento dei prezzi dei contratti a lungo termine e *spot* sostenuti dalle società italiane);
- > *costi per servizi e altri materiali*, pari a 18.870 milioni di euro nel 2018, registrano un incremento di 888 milioni di euro rispetto all'esercizio 2017. La riduzione dei costi per vettoriamenti passivi per 86 milioni di euro e delle manutenzioni e riparazioni per 115 milioni di euro viene, infatti, compensata soprattutto dal notevole aumento dei costi per altri servizi (401 milioni di euro) e altri materiali (495 milioni di euro); l'incremento dei *costi per altri servizi* viene in particolare registrato in Sud America e Nord America in relazione all'ingresso nel perimetro di consolidamento di Enel Distribuição São Paulo verificatosi nel corso del 2018 e di Enel X North America (ex EnerNOC) a partire dalla seconda metà del 2017. Tale incremento è parzialmente compensato dalla riduzione dei costi relativi all'acquisizione della clientela per 220 milioni di euro, capitalizzati come previsto dall'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15. L'aumento, invece, dei costi per altri materiali risulta concentrato in Italia e Spagna per l'acquisto di materiali e apparecchiature destinati a lavori su infrastrutture e reti nonché per i maggiori costi (179 milioni di euro) per certificati ambientali della generazione in Italia e delle società di commercializzazione in Romania. - *costo del personale*, che subisce un incremento di 77 milioni di euro, attestandosi a 4.581 milioni di euro (+1,7 per cento);
- > *impairment-(Ripristini di valore) netti dei crediti commerciali e di altri crediti*, la voce, pari a 1.096 milioni di euro, include gli *impairment* e i ripristini di valore dei crediti commerciali e degli

altri crediti per effetto delle modifiche allo IAS 1 derivanti dall'applicazione dell'IFRS 9. I dati comparativi, riferiti all'esercizio 2017 e rilevati nella voce "Ammortamenti e altri impairment" per 910 milioni di euro, non sono stati riclassificati avendo applicato l'IFRS 9 seguendo l'approccio semplificato previsto dallo stesso principio;

> *ammortamenti e perdite di valore*, pari a 5.355 milioni di euro, con un decremento di 506 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (-8,6 per cento). Tale variazione deriva essenzialmente dalle modifiche allo IAS 1 a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9, in base alle quali gli *impairment* dei crediti commerciali e degli altri crediti del 2018 sono stati esposti in una voce separata (1.096 milioni di euro). Gli importi comparativi relativi all'esercizio 2017, pari a 910 milioni di euro, non sono stati riclassificati in quanto l'IFRS 9 è stato applicato seguendo l'approccio semplificato previsto dallo stesso principio. Tali effetti sono in parte compensati dai maggiori ammortamenti di attività immateriali per 270 milioni di euro prevalentemente per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (93 milioni di euro) e per l'applicazione, a partire dal 2018, dell'IFRS 15 che ha comportato la riduzione dei costi per agenzie e *teleseller* in quanto capitalizzati ove siano incrementativi della base clienti (166 milioni di euro). Si precisa, infine, che il leggero l'incremento degli ammortamenti degli immobili, impianti e macchinari (13 milioni di euro) è stato influenzato dai minori ammortamenti in e-distribuzione (94 milioni di euro) a seguito di uno studio del livello di *performance* operativa degli impianti di distribuzione, supportato da appositi *advisor* tecnici, a valle del quale è stata ritenuta ragionevole la previsione di allungamento delle vite economiche-tecniche di alcune componenti degli impianti di distribuzione rispetto alle previsioni formulate in anni precedenti;

> *altri costi operativi*, pari a 2.889 milioni di euro, registrano un incremento di 3 milioni di euro. Tale variazione è sostanzialmente riferibile a:

- maggiori oneri, prevalentemente, per il *bono social* in Spagna per 229 milioni di euro, in quanto nel 2017 si era concluso favorevolmente un giudizio che aveva comportato lo storno dei costi sostenuti nel corso del triennio 2015, 2016 e 2017;
- maggiori indennizzi a clienti e fornitori per 22 milioni di euro;
- minori oneri di compliance ambientale per 112 milioni di euro prevalentemente in Italia e Spagna;

- minori oneri per imposte e tasse per 71 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alle minori imposte sulla generazione termica in Spagna (109 milioni di euro), anche per effetto del maggior ricorso alla generazione idraulica, solo parzialmente compensato dalle maggiori imposte sugli immobili per 25 milioni di euro, in particolare in Italia;
 - minori costi per 89 milioni di euro relativi al miglioramento dello standard qualitativo del servizio, principalmente decrementatesi in Argentina solo in parte compensati dalle maggiori multe rilevate dalla distribuzione in Italia;
- > *costi per lavori interni capitalizzati*, si riferiscono per 836 milioni di euro a costi del personale, per 852 milioni di euro a costi per materiali e per 576 milioni di euro a costi per servizi (rispettivamente 780 milioni di euro, 618 milioni di euro e 449 milioni di euro nell'esercizio 2017). Gli oneri capitalizzati fanno principalmente riferimento allo sviluppo e alla realizzazione di maggiori investimenti soprattutto nell'ambito di Enel Green Power e della distribuzione.

I *proventi netti derivanti dalla gestione del rischio commodity* ammontano a 483 milioni di euro nel 2018 (proventi netti per 578 milioni di euro nel 2017).

I *proventi netti da contratti derivati* su tassi e cambi presentano un saldo di 461 milioni di euro nel 2018 (mentre nel 2017 si rilevavano oneri netti per 1.155 milioni di euro).

Gli *altri proventi finanziari*, pari a 2.368 milioni di euro, registrano un leggero decremento di 3 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, riferibile prevalentemente a:

- > la riduzione delle differenze positive di cambio per 942 milioni di euro che risentono soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro. Tale variazione è dovuta prevalentemente a Enel Finance International (-1.052 milioni di euro) e a Enel S.p.A. (-209 milioni di euro) e parzialmente compensata dal Gruppo Enel Américas (+212 milioni di euro) e da Enel Green Power Brasile (+62 milioni di euro);
- > il decremento dei proventi da partecipazioni per 42 milioni di euro, che nel 2018 risultano pari a 12 milioni di euro, è dovuto essenzialmente alla rilevazione nel 2017 della plusvalenza per l'alienazione della partecipazione nella società indonesiana Bayan Resources (52 milioni di euro);
- > l'aumento degli altri proventi per 909 milioni di euro che si riferisce prevalentemente a:

- la rilevazione di proventi finanziari per 653 milioni di euro, a seguito dell'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate, nelle società argentine, come meglio spiegato nella nota 2 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2018;
- l'adeguamento al *fair value* del credito finanziario sorto a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding, in virtù dell'aggiornamento della formula di prezzo incluso negli accordi con EPH, che ha dato luogo alla rilevazione di proventi finanziari per 134 milioni di euro;
- la rilevazione in Enel S.p.A. di proventi finanziari per 54 milioni di euro connessi a rimborsi di imposte dirette;
- l'incremento degli interessi di mora per 38 milioni di euro soprattutto in e-distribuzione e nel Gruppo Enel Américas;
- l'aumento degli interessi e proventi maturati su attività finanziarie per accordi pubblici in concessione nelle società brasiliane per 30 milioni di euro;
- l'aumento degli interessi e altri proventi su attività finanziarie per 72 milioni di euro connesso essenzialmente a crediti finanziari soprattutto in Enel Finance International e nel Gruppo Enel Américas.

Gli *altri oneri finanziari*, pari a 4.877 milioni di euro, evidenziano un incremento complessivo di 969 milioni di euro rispetto al 2017. Tale variazione risente in particolare dei seguenti effetti:

- > l'incremento delle differenze negative di cambio per 558 milioni di euro che risentono soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro. Tale variazione è dovuta prevalentemente a Gruppo Enel Américas (269 milioni di euro), Enel Green Power Brasile (115 milioni di euro), Enel S.p.A. (60 milioni di euro);
- > l'aumento degli altri oneri per 347 milioni di euro dovuto prevalentemente ai seguenti fenomeni:
 - la rilevazione di oneri finanziari per 485 milioni di euro, a seguito dell'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate, nelle società argentine;
 - minori interessi capitalizzati per 89 milioni di euro prevalentemente in Enel Green Power Brasile ed Enel Green Power Chile;

- l’incremento di oneri per cessione di crediti con *derecognition* per 62 milioni di euro, riferibile prevalentemente a Enel Energia (23 milioni di euro), Gruppo Enel Américas (per 21 milioni di euro) e Servizio Elettrico Nazionale (14 milioni di euro);
 - riduzione di oneri finanziari per l’adeguamento del *fair value* del credito finanziario sorto a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding, che ha comportato il ripristino del valore complessivo del credito oggetto di *impairment* nel 2016 (220 milioni di euro). In particolare, sono stati rilevati ripristini per 186 milioni di euro nel 2018 e per 34 milioni di euro nel 2017;
 - alla riduzione di oneri finanziari in Enel Finance International per 108 milioni di euro, connessi al rimborso anticipato di prestiti obbligazionari nel 2017, sulla base della “*make whole call*” option previsto dal contratto originario di finanziamento;
 - riduzione degli oneri relativi a linee di credito revolving a medio lungo termine per 52 milioni di euro soprattutto in Enel S.p.A. e in Enel Finance International.
- > incremento degli interessi passivi su passività finanziarie per 49 milioni di euro. Tale variazione è dovuta all’incremento degli interessi passivi su prestiti bancari per 51 milioni di euro, soprattutto in Sud America, e su altri atri finanziamenti non bancari per 32 milioni di euro, dovuto prevalentemente all’incremento degli interessi passivi su *tax partnership* (21 milioni di euro). Tali effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione degli interessi passivi su prestiti obbligazionari per 34 milioni essenzialmente in Enel S.p.A. ed Enel Finance International;
- > aumento degli oneri per l’attualizzazione delle passività per benefici ai dipendenti per 35 milioni di euro essenzialmente dovuto al Gruppo Enel Américas (38 milioni di euro) prevalentemente per l’acquisizione di Enel Distribuição São Paulo;
- > decremento per gli oneri per attualizzazione altri fondi per 21 milioni di euro, relativo prevalentemente al Gruppo Enel Américas (28 milioni di euro) per l’effetto cambi e una minore attualizzazione di multe pregresse in contenzioso applicate dall’Autorità argentina.

Le *imposte* dell’esercizio 2018 sono risultano pari a 1.851 milioni di euro, mentre nel 2017 erano pari a 1.882 milioni di euro.

9.5 - Ulteriori analisi sulla struttura economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo

Nel presente paragrafo i dati del conto economico e dello stato patrimoniale consolidato sono esposti sulla base di diverse classificazioni e aggregazioni che consentono di verificare, attraverso specifici *indicatori di performance*, l'andamento e i risultati della gestione aziendale nell'esercizio all'esame.

9.5.1 - La gestione economica

Dalla tabella seguente, dove sono esposti i risultati operativi del Gruppo, emerge, in estrema sintesi, che:

- > il *marginale operativo lordo (EBITDA)*, pari a 16.351 milioni di euro, si incrementa di 698 milioni di euro (+4,5 per cento);
- > il *risultato operativo (EBIT)*, pari a 9.900 milioni di euro, si incrementa di 108 milioni di euro (+1,1 per cento);
- > il *risultato prima delle imposte (EBT)*, pari a 8.201 milioni di euro, si incrementa di 990 milioni di euro (+13,7 per cento);
- > il *risultato netto (utile netto)* è pari a 6.350 milioni di euro e si incrementa di 1.021 milioni di euro (+19,2 per cento) rispetto all'esercizio precedente; la quota di interessenza del Gruppo è pari a 4.789 milioni di euro e si incrementa di 1.010 milioni di euro (+26,7 per cento).

Tabella 40 - Risultati operativi

(milioni di euro)

	2018	2017	2018-2017 %
- Ricavi	75.672	74.639	1,4
- Costi	59.804	59.564	0,4
- Proventi-(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al	483	578	-16,4
Margine operativo lordo (EBITDA)	16.351	15.653	4,5
- Ammortamenti e perdite di valore	6.451	5.861	10,1
Risultato operativo (EBIT)	9.900	9.792	1,1
- Proventi finanziari	3.876	3.982	-2,7
- Oneri finanziari	5.924	6.674	-11,2
Totale proventi-oneri finanziari	-2.048	-2.692	23,9
- Quota proventi-(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	349	111	-
Risultato prima delle imposte (EBT)	8.201	7.211	13,7
- Imposte	1.851	1.882	-1,6
Risultato delle <i>continuing operations</i>	6.350	5.329	19,2
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-
Risultato netto (Gruppo e terzi)	6.350	5.329	19,2
Quota di interessenza del Gruppo	4.789	3.779	26,7
Quota di interessenza dei terzi	1.561	1.550	0,7

Nella successiva tabella, invece, il dato relativo all'EBITDA e all'EBIT è disaggregato per aree di attività (Divisioni).

Tabella 41 - Riepilogo dei risultati economici per area di attività

(milioni di euro)

	2018			2017			2018-2017 %		
	Ricavi	MOL	Risultato Operativo	Ricavi	MOL	Risultato Operativo	Ricavi %	MOL %	Risultato Operativo %
Italia	37.411	7.304	4.498	37.900	6.863	4.470	-1,3	6,4	0,6
Iberia	19.413	3.558	1.724	19.940	3.573	1.842	-2,6	-0,4	-6,4
Sud America	14.687	4.370	2.976	13.126	4.204	2.970	11,9	3,9	0,2
Europa e Affari Euro-Mediterranei	2.349	516	420	2.374	543	306	-1,1	-5,0	37,3
Nord Africa									
Nord e Centro America	1.438	708	454	1.185	759	553	21,4	-6,7	-17,9
Africa, Asia e Oceania	100	54	10	96	57	15	4,2	-5,3	-33,3
Altro, elisioni e rettifiche	274	-159	-182	18	-346	-364	-1422,2	-54,0	-50,0
Totale	75.672	16.351	9.900	74.639	15.653	9.792	1,4	4,5	1,1

Le seguenti tabelle mostrano, infine, la suddivisione dei ricavi e dei costi per tipologia.

Tabella 42 - Ricavi per tipologia

(milioni di euro)

	2018	2017	2018-2017 %
- Vendita e trasporto di e.e. e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	55.934	55.941	-
- Vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	4.977	4.534	9,8
- Plusvalenze da alienazione e negative <i>goodwill</i> ¹	348	202	72,3
- Rimisurazione a <i>fair value</i> a seguito di modifiche nel controllo	-	-	-
- Altri servizi, vendite e proventi diversi	14.413	13.962	3,2
Totale ricavi	75.672	74.639	1,4

¹ La voce comprende le plusvalenze da alienazione e le negative *goodwill* su acquisizioni di controllate, collegate, *joint venture*, *joint operations* e attività non correnti possedute per la vendita, nonché le plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali.

Tabella 43 - Costi operativi per tipologia

(milioni di euro)

	2018	2017	2018-2017%
- Acquisto di energia elettrica	19.584	20.011	-2,1
- Consumi di combustibili per generazione di energia	4.922	5.342	-7,9
- Combustibili per <i>trading</i> e gas per vendite ai clienti	11.463	10.906	5,1
- Materiali	2.375	1.880	26,3
- Costo del personale	4.581	4.504	1,7
- Servizi e godimento beni di terzi	16.254	15.882	2,3
- Altri costi operativi	2.889	2.886	0,1
- Costi capitalizzati	-2.264	-1.847	22,6
Totale costi operativi	59.804	59.564	0,4

9.5.2 - La gestione patrimoniale

Il *capitale investito netto* al 31 dicembre 2018 è pari a 88.941 milioni di euro, evidenziando un leggero decremento (-0,7 per cento) rispetto al periodo precedente, ed è coperto dal patrimonio netto di Gruppo e di terzi (pari a 47.852 milioni di euro) per il 53,8 per cento (58,2 per cento nel 2017) e dall'indebitamento finanziario netto (pari a 41.089 milioni di euro) per il 46,2 per cento (41,8 per cento nel 2017). Quest'ultimo, al 31 dicembre 2018, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,86 (0,72 al 31 dicembre 2017).

Tabella 44 - Sintesi della struttura patrimoniale

	<i>(milioni di euro)</i>		
	2018	2017	2018-2017 %
- Attività immobilizzate nette	106.456	105.405	1,0
- Capitale circolante netto	-7.771	-5.643	-37,7
Capitale investito lordo	98.685	99.762	-1,1
- Fondi diversi	-10.025	-10.432	3,9
- Attività nette destinate alla vendita	281	241	16,6
Capitale investito netto	88.941	89.571	-0,7
- Patrimonio netto del Gruppo	31.720	34.795	-8,8
- Patrimonio netto di terzi	16.132	17.366	-7,1
Patrimonio netto complessivo	47.852	52.161	-8,3
- Indebitamento finanziario netto	41.089	37.410	9,8
Totale	88.941	89.571	-0,7

9.5.3 - La gestione finanziaria

I flussi finanziari dell'esercizio 2018 – come emerge dalla tabella sotto riportata – evidenziano il seguente andamento rispetto al precedente esercizio.

- > il *cash flow da attività operativa* è positivo per 11.075 milioni di euro, in aumento di 950 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente;
- > il *cash flow da attività di investimento-disinvestimento* ha assorbito liquidità per 9.661 milioni di euro, a fronte dei 9.294 milioni impiegati nel 2017; in particolare:
 - gli investimenti in attività materiali e immateriali e attività derivanti da contratti con i clienti non correnti, pari a 8.530 milioni di euro, si incrementano di 31 milioni di euro prevalentemente per effetto dei maggiori investimenti effettuati nella rete di distribuzione di energia elettrica in Italia, solo parzialmente compensati dai minori investimenti effettuati nel settore delle energie rinnovabili in Sud America e in Nord e Centro America;
 - gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 1.472 milioni di euro;⁶⁸

⁶⁸ La voce si riferisce prevalentemente all'acquisto della società di distribuzione elettrica brasiliana Enel Distribuição São Paulo, della società di distribuzione elettrica spagnola Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta nella omonima città autonoma in Nord Africa, nonché all'acquisto di due parchi eolici in Spagna.

- le dismissioni di imprese o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 424 milioni di euro;⁶⁹
- > il *cash flow da attività di finanziamento* ha assorbito liquidità per complessivi 1.636 milioni di euro, rispetto a un assorbimento di liquidità pari a 1.646 milioni di euro nell'esercizio precedente; il flusso dell'esercizio è sostanzialmente relativo all'incremento dell'indebitamento finanziario netto per 3.210 milioni di euro (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) e al pagamento dei dividendi per 3.444 milioni di euro. A tali effetti si aggiungono le maggiori uscite relative a operazioni su *non controlling interest* per 1.402 milioni di euro da riferire sostanzialmente all'OPA lanciata da Enel Chile sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute dai soci di minoranza.

Nel 2018 il *cash flow* generato dall'attività operativa per 11.075 milioni di euro ha solo in parte fronteggiato il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento, pari a 1.636 milioni di euro, e da attività di investimento, pari a 9.661 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2018 risultano pari a 407 milioni di euro a fronte di 1.205 milioni di euro di fine 2017. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 185 milioni di euro.

Tabella 45 - Sintesi della gestione finanziaria

(milioni di euro)

	2018	2017	2018-2017%
Liquidità generata da gestione corrente (<i>cash flow</i> operativo)	11.075	10.125	9,4
Liquidità generata (impiegata) in attività di investimento	-9.661	-9.294	3,9
Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	-1.636	-1.646	-0,6
Effetto variazione cambi su disponibilità e mezzi equivalenti	-185	-390	-52,6
Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	-407	-1.205	-66,2
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	7.121	8.326	-14,5

⁶⁹ La voce si riferisce prevalentemente alla liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas, alla cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale delle società messicane rientranti nel "Progetto Kino", alla vendita della società Enel Green Power Uruguay proprietaria del parco eolico di Melowind e alla cessione della società Enel Green Power Finale Emilia a F2i.

L'*indebitamento finanziario netto* si è attestato a 41.089 milioni di euro, con un incremento di 3.679 milioni di euro rispetto a quello rilevato al 31 dicembre 2017 (37.410 milioni di euro).

L'*indebitamento netto a lungo termine* registra un incremento di 5.716 milioni di euro, per l'effetto congiunto dell'incremento dei crediti finanziari a lungo termine (+828 milioni di euro) e dell'incremento dell'*indebitamento finanziario lordo a lungo termine* (+6.544 milioni di euro). Con riferimento a tale ultima voce, si evidenzia che i finanziamenti bancari, pari a 8.819 milioni di euro, evidenziano un incremento pari a 509 milioni di euro, mentre le obbligazioni, pari a 38.633 milioni di euro, presentano un incremento di 6.348 milioni di euro rispetto alla fine del 2017.

L'*indebitamento netto a breve termine* evidenzia una posizione creditoria di 4.622 milioni di euro che si incrementa di 2.037 milioni di euro rispetto al dato del 2017 per effetto del decremento dei debiti verso altri finanziatori per 2.630 milioni di euro, solo parzialmente compensato dall'incremento dell'*indebitamento bancario a breve termine* per 747 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 4.669 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *commercial paper*, in capo a Enel Finance International, International Endesa BV e società sudamericane per complessivi 2.393 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 1.341 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 2.559 milioni di euro, mentre il valore dei *cash collateral* incassati è pari a 301 milioni di euro.

Tabella 46 - Indebitamento finanziario netto complessivo

	(milioni di euro)		
	2018	2017	2018-2017 %
A - Indebitamento netto a lungo termine	45.711	39.995	14,3
B - Indebitamento a breve termine	7.011	8.894	-21,2
C - Crediti finanziari e disponibilità liquide	-11.633	-11.479	-1,3
D - Indebitamento netto a breve termine	-4.622	-2.585	78,8
Netto complessivo (A+D)	41.089	37.410	9,8

Nella tabella seguente viene evidenziato l'*indebitamento verso le banche e il mercato obbligazionario*.

Esso è costituito prevalentemente da obbligazioni e finanziamenti a lungo termine, che rappresentano il 93,5 per cento dell'indebitamento lordo.

Il confronto tra gli esercizi 2018 e 2017 evidenzia un incremento dell'indebitamento pari al 9 per cento, dovuto prevalentemente all'incremento delle obbligazioni a lungo termine, dei finanziamenti non bancari a lungo termine e dei debiti per *commercial paper*.

Tabella 47 - Indebitamento verso banche e mercato obbligazionario (Debito lordo)

(milioni di euro)

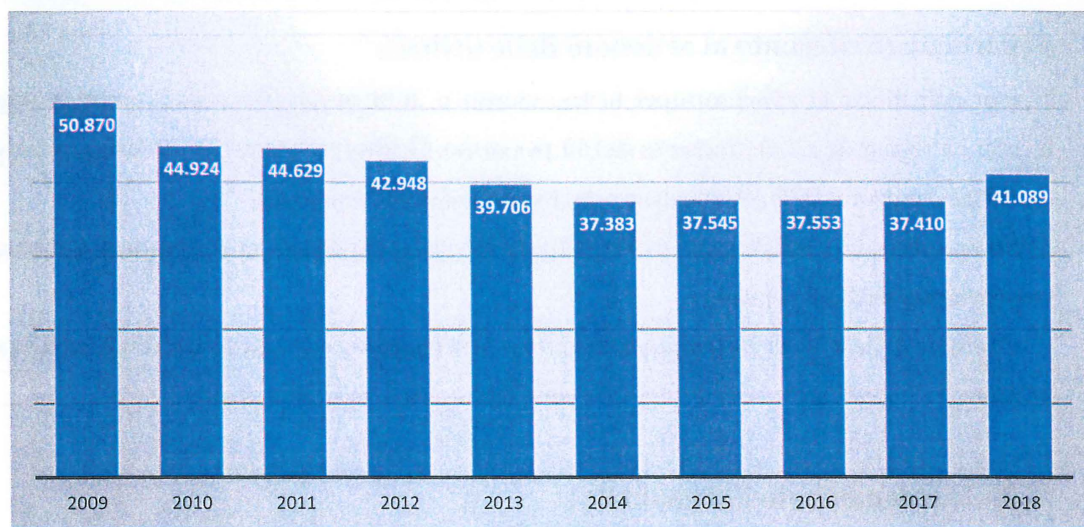
	2018	2017	2018-2017 %
- obbligazioni <i>preference share</i> e finanziamenti bancari e non bancari a lungo termine (inclusivi delle quote a breve termine)	52.350	49.439	5,9
- finanziamento a breve termine vs sistema bancario ed emissione <i>commercial paper</i>	3.616	1.894	90,9
Totale	55.966	51.333	9,0

Tra le operazioni rilevanti effettuate nel 2018 si segnalano:

- la stipula, avvenuta il 19 giugno 2018, di un finanziamento di circa 34 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 30 milioni di euro) concesso dall'International Financial Corporation e dalla Banca Europea per gli Investimenti a Ngonye Power Company Limited per la costruzione di un impianto solare nello Zambia; al 31 dicembre 2018 tale finanziamento non risulta utilizzato;
- la stipula, avvenuta il 31 luglio 2018, di un finanziamento di 15 miliardi di rand sudafricani (equivalenti a 913 milioni di euro) concesso da Nedbank Limited e Absa a Enel Green Power RSA per la costruzione di nuovi impianti eolici in Sudafrica; al 31 dicembre 2018 tale finanziamento risulta utilizzato per un controvalore di 149 milioni di euro;
- i seguenti rimborsi di prestiti obbligazionari:
 - 3.000 milioni di euro relativi a due prestiti obbligazionari *retail*, uno a tasso fisso e uno a tasso variabile, emessi da Enel S.p.A., scaduti nel mese di febbraio 2018;
 - 591 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel S.p.A., scaduto nel mese di giugno 2018;
 - 544 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di ottobre 2018.

Il grafico che segue espone il *trend* dell'indebitamento finanziario netto dall'esercizio 2009 all'esercizio 2018 compreso.

Grafico 1 - Andamento dell'indebitamento finanziario netto



In relazione all'inversione della pluriennale tendenza alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto, questa Corte sottolinea la necessità che i programmi di investimento della Società siano improntati a criteri di prudenza tesi a mantenere l'equilibrio patrimoniale di lungo periodo.

10. - L'ANDAMENTO DEL TITOLO ENEL E DEL RATING DEL GRUPPO

10.1 - Elementi di contesto: l'andamento dei mercati finanziari in Europa, con particolare riferimento al settore delle *utilities*⁷⁰

I principali indici azionari europei hanno chiuso il 2018 negativamente; l'indice spagnolo Ibex35 ha registrato un decremento del 15 per cento, l'indice francese CAC40 un decremento del 12 per cento e il DAX30 tedesco un decremento del 18 per cento.

Nello specifico, l'indice italiano FTSE Italia *All Share* ha registrato nell'anno una variazione negativa pari al 17 per cento.

Il settore delle *utilities* dell'area euro ha chiuso l'esercizio con una lieve decrescita dell'1 per cento.

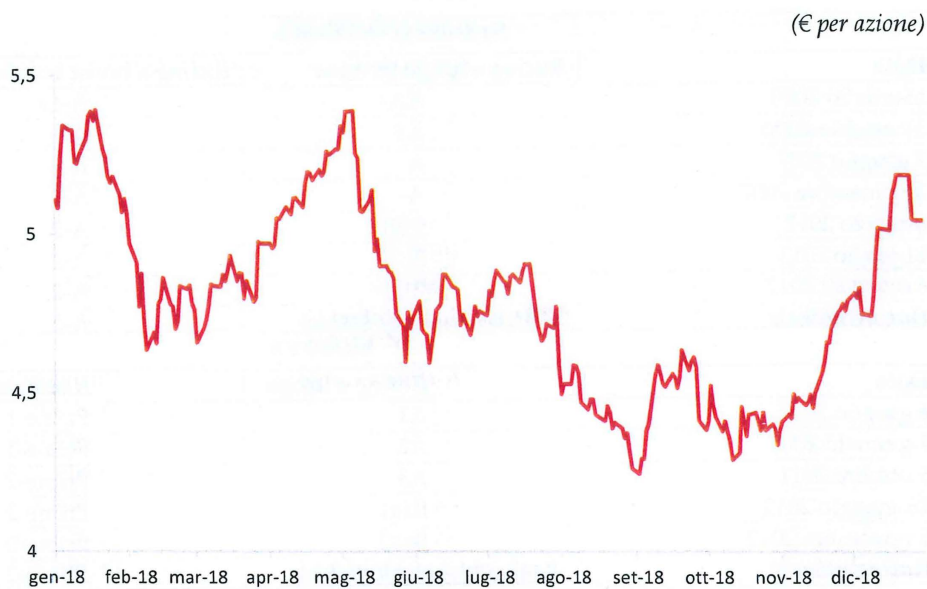
10.2 - L'andamento del titolo Enel

Per quanto riguarda il titolo Enel, il 2018 si è concluso a quota euro 5,044 per azione, con un decremento dell'1,7 per cento rispetto all'anno precedente, registrando una moderata *underperformance* rispetto all'indice settoriale dell'area euro.

Il grafico che segue espone l'andamento del titolo Enel nel corso del 2018.

⁷⁰ I dati esposti nel presente paragrafo, ove non diversamente indicato, sono di fonte *Bloomberg*.

Grafico 2 - Andamento del titolo Enel nel 2018



Fonte: Bloomberg

10.3 - Andamento del *rating* del Gruppo Enel

Si riporta, nella seguente tabella, l'andamento delle valutazioni espresse dalle principali agenzie di *rating* con riguardo al merito creditizio del Gruppo Enel (a lungo e a breve termine).

Tabella 48 - Andamento del *rating* del Gruppo Enel

STANDARD & POOR'S		
Data	Rating a lungo termine	Rating a breve termine
15 marzo 2000	AA-	A-1+
31 ottobre 2000	A+	A-1
7 giugno 2007	A	A-1
14 dicembre 2007	A-	A-2
8 marzo 2012	BBB+	A-2
11 luglio 2013	BBB	A-2
6 dicembre 2017	BBB+	A-2
Rating attuale	BBB+ (outlook stable)	A-2
MOODY'S		
Data	Rating a lungo	Rating a breve
6 giugno 2007	A1	Prime-1
7 gennaio 2008	A2	Prime-1
5 ottobre 2011	A3	Prime-2
16 maggio 2012	Baa1	Prime-2
5 novembre 2012	Baa2	Prime-2
Rating attuale	Baa2 (outlook stable)	Prime-2
FITCH		
Data	Rating a lungo termine	Rating a breve termine
19 ottobre 2007	A	F2
19 novembre 2010	A-	F2
2 agosto 2012	BBB+	F2
11 febbraio 2019	A-	F2
Rating attuale	A- (outlook stable)	F2

11. - CONCLUSIONI

11.1 - Il Gruppo Enel è presente, attraverso quasi 1.000 società controllate o partecipate, in 55 Paesi di 5 continenti, dove conta complessivamente circa 72,9 milioni di clienti; nel 2018 ha gestito impianti per oltre 85 Giga Watt di capacità installata, che hanno generato circa 250,3 Terawattora di energia elettrica. Si è, dunque, collocato fra le principali aziende elettriche europee in termini di capacità installata, numero di clienti ed EBITDA.

In Italia, Enel detiene la *leadership* nel mercato dell'energia elettrica, con una capacità installata di circa 28 Giga Watt, una produzione di 53,2 Terawattora e circa 26 milioni di clienti; assume, altresì, una posizione rilevante nel mercato della vendita al dettaglio di gas naturale, con una quota del 7,8 per cento, pari a 4,4 miliardi di metri cubi di gas venduto e a 4,1 milioni di clienti circa.

Analoghe posizioni riveste nel mercato elettrico e del gas in Spagna.

11.2 - Al 31 dicembre 2017, il capitale sociale interamente versato era rappresentato da n. 10.166.679.946 azioni ordinarie nominative del valore nominale di 1 euro ciascuna, totalmente liberate e assistite dal diritto di voto.

La partecipazione del Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF) è pari al 23,585 per cento del capitale sociale.

Enel vanta un elevato numero di azionisti, con una proprietà diffusa (il c.d. "*flottante*") che ammonta al 76,4 per cento circa in capo al mercato (investitori istituzionali, italiani ed esteri, nonché circa 800.000 risparmiatori individuali, i quali possiedono una quota complessiva pari al 18,8 per cento circa del capitale).

11.3 - Merita di essere ricordato che, a norma dell'art. 3, ultimo comma del d.l. n. 332 del 1994 convertito dalla legge n. 474 del 1994, la clausola di cui all'art. 6.1 dello Statuto sociale che prevede il limite di possesso azionario (e di voto) al 3 per cento del capitale sociale, salvo che per lo Stato italiano e gli enti pubblici da questo controllati, decade automaticamente laddove tale limite venga superato in seguito all'effettuazione di un'offerta pubblica di acquisto (OPA), in conseguenza della quale l'offerente si trovi a detenere una partecipazione almeno pari al 75 per cento del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli amministratori.

Assume, dunque, particolare rilevanza il fatto che, a partire dall'aprile 2016, a seguito dell'operazione EGP, la partecipazione del Ministero dell'economia e delle finanze si è ridotta a una quota inferiore al 25 per cento.

11.4 - Nelle ultime sei Assemblee ordinarie (di approvazione dei bilanci relativi agli esercizi 2014, 2015, 2016, 2017 e 2018, nonché dell'operazione di integrazione di EGP) la partecipazione del Ministero dell'economia e delle finanze è risultata costantemente inferiore a quella degli altri azionisti presenti, complessivamente considerati.

11.5 - A decorrere dalla data di entrata in vigore (7 giugno 2014) del d.p.r. 25 marzo 2014, n. 85, attuativo delle disposizioni recate dal decreto legge 15 marzo 2012, n. 21, convertito, con modificazioni, nella legge 11 maggio 2012, n. 56 non trova più applicazione nei riguardi di Enel la disciplina dei "poteri speciali" dello Stato italiano nei settori strategici (c.d. *golden share*), con conseguente cessazione automatica degli effetti delle clausola in materia di poteri speciali, ormai soppressa, inserita nello Statuto sociale.

11.6 - I compensi maturati nel 2018 dai vertici societari hanno registrato, rispetto all'esercizio precedente, un incremento complessivo di euro 724.904 in linea con la significativa crescita realizzata dal Gruppo Enel in termini di risultati, internazionalizzazione e capitalizzazione di borsa, mentre i compensi complessivamente percepiti dai Dirigenti con responsabilità strategiche risultano sostanzialmente allineati a quelli dell'esercizio precedente.

Il compenso erogato alla società incaricata della revisione legale dei conti ammonta a circa 10 milioni di euro annui, registrando, così, un notevole aumento rispetto a quello inizialmente pattuito nel 2011 (6,4 milioni di euro circa) per il quale, però, assumono determinante rilievo le variazioni del perimetro che hanno *medio tempore* interessato il Gruppo nonché la clausola di adeguamento al costo della vita.

11.7 - La struttura organizzativa di Gruppo si basa su una matrice di "Divisioni" e "Geografie", focalizzate sugli obiettivi industriali perseguiti, e contempla, altresì, Funzioni Globali e di *Holding*.

11.8 - La consistenza del personale dipendente del Gruppo Enel si è attestata, al 31 dicembre 2018, a 69.272 unità.

L'incremento, rispetto al 31 dicembre 2017, è stato di 6.372 unità (+10,1 per cento circa) ed è riferibile, prevalentemente, alle variazioni di perimetro conseguenti alle acquisizioni societarie effettuate nel corso dell'esercizio, nonostante il saldo negativo tra le cessazioni (n. 4.746) e le assunzioni (n. 3.415) avvenute nell'anno.

Sono diminuite le cessazioni consensuali per esodi incentivati in Italia (94, a fronte delle 119 cessazioni dell'esercizio precedente).

È leggermente aumentato il costo complessivo del personale, che si è attestato a 4.581 milioni di euro, con un incremento dell'1,7 per cento rispetto all'esercizio precedente.

Con riferimento, invece, al solo costo complessivo per salari e stipendi, si registra un incremento dello 0,2 per cento.

11.9 - La politica retributiva adottata dall'Enel nei confronti del *management* del Gruppo contempla l'attribuzione di un emolumento strutturato su una componente fissa e due componenti variabili: una a breve termine e una a medio-lungo termine (c.d. *pay mix*).

La componente variabile di breve periodo è essenzialmente basata sul *MBO* (*Management By Objectives*) e coinvolge la totalità dei *manager* del Gruppo, mentre, come strumento di incentivazione di lungo termine, il Consiglio di amministrazione ha adottato nel 2018 un unico piano di incentivazione del tipo *Long Term Incentive* (LTI) riservato soltanto al *Top Management* (per un totale di circa 250 destinatari).

Tale piano prevede la pre-assegnazione di un controvalore base correlato alla Retribuzione Annuale Lorda (RAL) e la successiva attribuzione di un premio monetario che può variare rispetto a tale controvalore in funzione del livello di raggiungimento di obiettivi predefiniti e di condizioni di *performance* di Gruppo misurati sul risultato cumulato relativo al triennio 2018-2020.

11.10 - Nell'esercizio 2018 è nuovamente migliorato il dato sulla sicurezza del lavoro, con l'ulteriore riduzione (in misura pari al 13,9 per cento) dell'indice di frequenza (numero infortuni su milioni di ore lavorate), e dell'indice di gravità (giorni di assenza su migliaia di ore lavorate) degli infortuni sul lavoro (in misura pari al 21 per cento).

11.11 - Il costo delle consulenze assegnate nel 2018 – con esclusione di quelle affidate dalle società del Gruppo al di fuori del perimetro Italia e delle consulenze infra-gruppo – ammonta a 35,61 milioni di euro, con una diminuzione di 31,37 milioni di euro circa rispetto al precedente esercizio, in buona parte derivante dalla riduzione delle consulenze “Strategiche-Organizzative-Direzionali”. L’importo contrattualizzato per tali tipologie di consulenze nel 2018 è stato pari a 11,98 milioni di euro, a fronte di circa 41 milioni di euro dell’esercizio precedente, relativi ad attività inerenti la trasformazione, integrazione, convergenza e digitalizzazione di processi e metodologie in ambito globale.

Le consulenze “Legali e Societarie” risultano in forte diminuzione rispetto all’esercizio precedente (3,66 milioni di euro nel 2018 rispetto a 10,98 milioni di euro nel 2017) e sostanzialmente in linea con il 2016 (3,9 milioni di euro); si ricorda che nel 2017 il maggiore importo era da ricondursi in prevalenza a servizi di assistenza legale in giurisdizioni estere, in relazione a operazioni straordinarie e partecipazioni a gare.

Relativamente ai processi di riassetto societario, le consulenze di tipo “Merger & Acquisition” risultano in aumento rispetto a quanto contrattualizzato nel 2017 (15,27 milioni di euro nel 2018 rispetto a 11,81 milioni di euro nel 2017).

Si segnala una lieve diminuzione delle consulenze “Commerciali”, che passano dall’importo di 1,65 milioni di euro nel 2017 a quello di circa 0,97 milioni di euro nel 2018, e un aumento delle consulenze “Amministrative-fiscali-finanziarie”, da circa 0,66 milioni di euro nel 2017 a 3,14 milioni di euro nel 2018.

L’insieme delle restanti tipologie di consulenze è risultato sostanzialmente invariato rispetto all’esercizio precedente, registrando una diminuzione di 0,25 milioni di euro.

11.12 - In data 20 novembre 2018, il Gruppo Enel ha presentato alla comunità finanziaria il Piano Strategico relativo al periodo 2019-2021, contenente le nuove linee guida e gli obiettivi di crescita economica, finanziaria e patrimoniale.

Il piano è stato redatto in continuità con quello precedente 2018-2020 e continua a focalizzarsi sull’aumento della redditività per gli azionisti, facendo leva sulla presenza globale del Gruppo Enel, sulla diversificazione delle linee di *business* e delle aree geografiche di presenza, sulla centralità dei clienti (*customer focus*) e sulla digitalizzazione.

11.13 - Con riferimento alla posizione di Enel nel mercato nazionale, si evidenzia che, rispetto al 2017, sono aumentate la quota di produzione Enel sul totale nazionale (+1,3 per cento) e la quota Enel di vendita di energia elettrica ai clienti finali rispetto ai consumi nazionali (+0,5 per cento), mentre è leggermente diminuita la quantità di energia elettrica trasportata sulla rete di distribuzione Enel (-0,4 per cento).

11.14 - Continua a essere di notevole portata, nonché di varia tipologia e contenuto, il contenzioso del Gruppo Enel, sia in Italia che all'estero.

A fronte di detti potenziali oneri, risultano accantonati, nel passivo dello stato patrimoniale, 1.315 milioni di euro nel Fondo contenzioso legale rispetto agli 861 milioni di euro del 2017.

11.15 - Dai dati di sintesi del bilancio di esercizio 2018 di Enel S.p.A. si rileva che la gestione è stata caratterizzata:

- da ricavi in diminuzione, rispetto all'esercizio precedente, di 80 milioni di euro, essenzialmente per effetto della riduzione di quelli derivanti dalla prestazione di servizi tecnici e manageriali a seguito del riassetto organizzativo e societario, avvenuto all'inizio del 2018, delle "Strutture Globali", nell'ambito del quale le Linee di Business Globali, precedentemente incluse in Enel S.p.A., sono state oggetto di conferimento a società interamente controllate;
- da un margine operativo lordo, negativo di 223 milioni di euro, in miglioramento di 4 milioni di euro rispetto al 2017. Tale variazione è da ricondurre principalmente all'effetto congiunto della riduzione dei ricavi, dei costi dei servizi e godimento beni di terzi, nonché del costo del personale;
- da un risultato operativo netto positivo per 108 milioni di euro, che presenta rispetto all'esercizio precedente un miglioramento di 350 milioni di euro, da ricondurre essenzialmente all'effetto congiunto della rilevazione nell'esercizio 2018 del ripristino del valore della partecipazione in Enel Produzione S.p.A. (403 milioni di euro), effettuato per tenere conto dell'adeguamento di valore della partecipazione in Slovenské elektrárne a.s., parzialmente compensato dall'adeguamento di valore delle partecipazioni detenute nelle società Enel Russia PJSC (40 milioni di euro) e Enel Investment Holding BV (15 milioni di euro);
- da un risultato netto di 3.456 milioni di euro, in incremento di 1.186 milioni di euro rispetto al 2017;

- da un decremento delle attività patrimoniali (-1,8 per cento), in particolare delle attività finanziarie non correnti (36,9 per cento), delle altre attività non correnti (-9,5 per cento) e delle disponibilità liquide (-19,4 per cento);
- da un decremento delle passività patrimoniali (-6,6 per cento) caratterizzato, in particolare, da un aumento dei finanziamenti a lungo termine (24,3 per cento), più che compensato dalla riduzione dei debiti commerciali (-40,15 per cento) e dei finanziamenti a breve termine (-7,3 per cento);
- da un incremento del patrimonio netto (+2,6 per cento), in aumento di 707 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Tale variazione è riferibile principalmente all'utile complessivo rilevato nell'esercizio (3.478 milioni di euro), alla distribuzione del saldo dividendo dell'esercizio 2017 nella misura di 0,132 euro per azione (complessivamente pari a 1.342 milioni di euro), così come deliberato dall'Assemblea degli azionisti in data 24 maggio 2018 e all'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 deliberato dal Consiglio di amministrazione del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019 (0,14 euro per azione per complessivi 1.423 milioni di euro);
- da un incremento del capitale investito netto per 2.946 milioni (7,3 per cento), che risulta coperto dal patrimonio netto per 27.943 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 15.490 milioni di euro.

11.16 - I risultati economico-patrimoniali conseguiti nel 2018 dal Gruppo Enel, in raffronto con quelli risultanti dal bilancio consolidato relativo all'esercizio 2017 evidenziano una situazione caratterizzata, in sintesi:

- dall'incremento sia dei ricavi (+1.033 milioni di euro, pari all'1,4 per cento) che dei costi (+240 milioni di euro, pari allo 0,4 per cento);
- dall'aumento del Margine Operativo Lordo su EBITDA, che si è attestato a 16.351 milioni di euro (+698 milioni di euro, pari al 4,5 per cento);
- dall'incremento del risultato operativo su EBIT, pari a 9.900 milioni di euro (+108 milioni di euro), del risultato netto complessivo, pari a 6.350 milioni di euro (+1.021 milioni di euro) e del risultato netto di Gruppo (quota di interessenza del Gruppo), attestatosi a 4.789 milioni di euro (+1.010 milioni di euro).

Relativamente ai valori patrimoniali, si evidenzia che il totale delle attività (pari a 165.424 milioni di euro) e il totale delle passività (pari a 117.572 milioni di euro) hanno subito un notevole incremento, rispettivamente pari a 9.783 milioni di euro e a 14.092 milioni di euro.

Si registra un decremento del patrimonio netto totale (-8,3 per cento), ed in particolare del patrimonio netto del Gruppo (-8,8 per cento), per effetto del mutamento del perimetro di consolidamento.

Gli investimenti restano sostanzialmente in linea con quelli dell'anno precedente. Il capitale investito netto registra un decremento di 630 milioni di euro (-0,7 per cento).

Con riferimento alle variazioni di maggior rilievo delle poste patrimoniali, si rileva un incremento delle altre attività finanziarie non correnti (+1.767 milioni di euro, +44,2 per cento) e dei derivati attivi correnti (+1,605 milioni di euro, +69,5%) e un decremento dei crediti commerciali (-942 milioni di euro, -6,5 per cento).

In relazione all'inversione della pluriennale tendenza alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto, questa Corte sottolinea la necessità che i programmi di investimento della Società siano improntati a criteri di prudenza tesi a mantenere l'equilibrio patrimoniale di lungo periodo.

11.17 - Enel S.p.A. detiene una partecipazione del 50 per cento in Open Fiber S.p.A. (l'altro 50 per cento è detenuto da CDP Equity S.p.A., società del Gruppo Cassa Depositi e Prestiti), per un valore di bilancio al 31 dicembre 2018 di euro 394 milioni. Open Fiber è stata costituita nel 2015 per la realizzazione e la gestione dell'infrastruttura nazionale di telecomunicazioni a banda ultra-larga. In particolare, Open Fiber si occupa della realizzazione, gestione e manutenzione della rete in fibra ottica attraverso la tecnologia "*Fiber to the Home*", in grado di garantire una connessione ultraveloce con livelli di efficienza e affidabilità elevatissimi. Secondo il proprio modello di *business*, Open Fiber non offre servizi in fibra ottica direttamente alla clientela finale, ma opera esclusivamente nel mercato all'ingrosso "*wholesale only*", realizzando quindi un'infrastruttura aperta all'utilizzo da parte di altri operatori autorizzati. Il primo piano industriale (approvato nel 2016) prevedeva la realizzazione di reti di telecomunicazioni in fibra ottica in 224 città italiane; tale piano è stato successivamente aggiornato e ampliato, arrivando a prevedere, nell'ultima versione approvata il 13 aprile 2018, la copertura di circa 19 milioni di unità immobiliari su tutto il territorio nazionale, localizzate

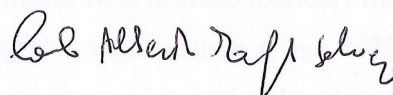
in 271 città e circa 7.000 comuni italiani, con una aspettativa di investimento superiore a 6,5 miliardi di euro.

In relazione ai finanziamenti ottenuti a servizio dei piani industriali, si segnala che, nell'agosto 2018, Open Fiber ha sottoscritto con un *pool* di banche commerciali (tra cui BNP Paribas, Société Générale e UniCredit), Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. e la Banca Europea per gli Investimenti (BEI), un'operazione di finanziamento di durata pari a sette anni per un importo fino a 3,5 miliardi di euro. Nell'ambito della complessiva operazione di finanziamento, è inoltre previsto il supporto dei soci (CDP Equity S.p.A. ed Enel), per un ammontare complessivo fino ad un massimo di ulteriori 950 milioni di euro.

11.18 - Nel corso del 2018 il titolo Enel ha registrato un leggero decremento delle quotazioni e ha chiuso l'anno a un valore di 5,044 euro per azione, ovvero con una flessione dell'1,7 per cento rispetto all'anno precedente, registrando una moderata *underperformance* rispetto all'indice settoriale dell'area euro.

11.19 - Nel corso del 2018 non sono state apportate significative modifiche né sul *rating* di lungo termine né sul *rating* di breve termine da parte delle principali Agenzie.

Si segnala, peraltro, che *Fitch*, nel mese di febbraio 2019, ha modificato il *rating* di Enel, portandolo da BBB+ ad A-.





Relazione
finanziaria
annuale
2018



Indice

Relazione sulla gestione	7	Relazioni	463
→ Modello organizzativo di Enel 8		→ Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel SpA 464	
→ Organi sociali e assetto dei poteri 10		→ Relazione della Società di revisione sul Bilancio 2018 di Enel SpA 478	
→ Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder 13		→ Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2018 del Gruppo Enel 486	
→ Sintesi dei risultati 18			
→ Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo 30		→ Convocazione dell'Assemblea ordinaria 496	
→ Risultati economici per area di attività 44		→ Proposta di destinazione dell'utile dell'esercizio e distribuzione di riserve disponibili 500	
→ Andamento economico-finanziario di Enel SpA 87			
→ Fatti di rilievo del 2018 93		Allegati	505
→ Scenario di riferimento 107		→ Imprese a partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2018 506	
→ Principali rischi e incertezze 150			
→ Prevedibile evoluzione della gestione 156		Corporate governance	563
→ Altre informazioni 158		→ Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 564	
→ Sostenibilità e lotta al cambiamento climatico 161			
→ Informativa sulle parti correlate 188			
→ Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati 189			
Bilancio consolidato	191		
→ Prospetti contabili consolidati 192			
→ Note di commento 199			
→ Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari 373			
Bilancio di esercizio di Enel SpA	377		
→ Prospetti contabili 378			
→ Note di commento 385			
→ Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari 459			

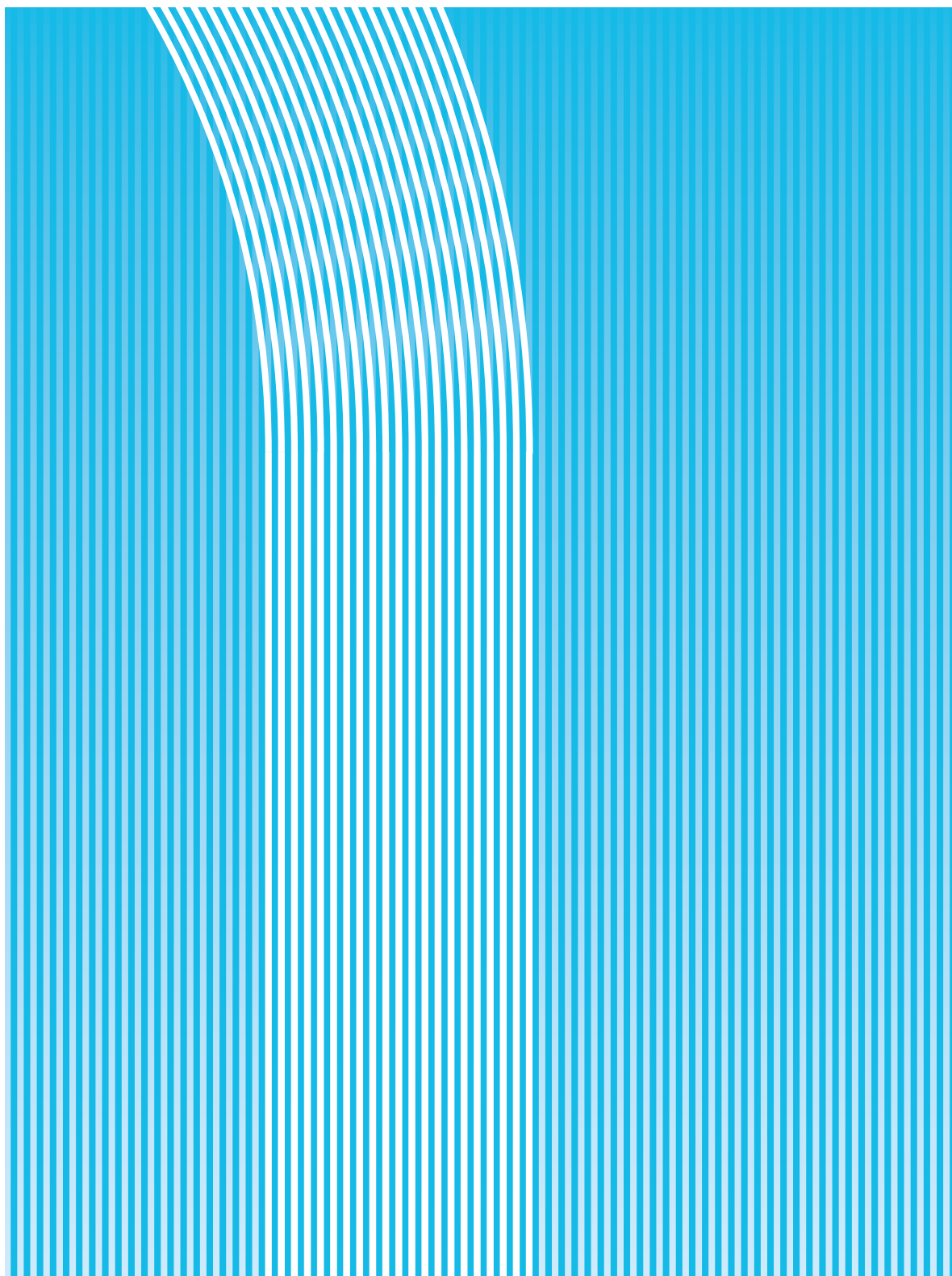


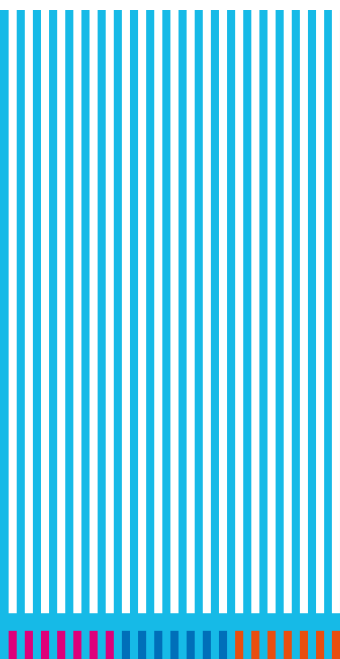


Enel is Open Power









01

Relazione
sulla
gestione



Modello organizzativo di Enel

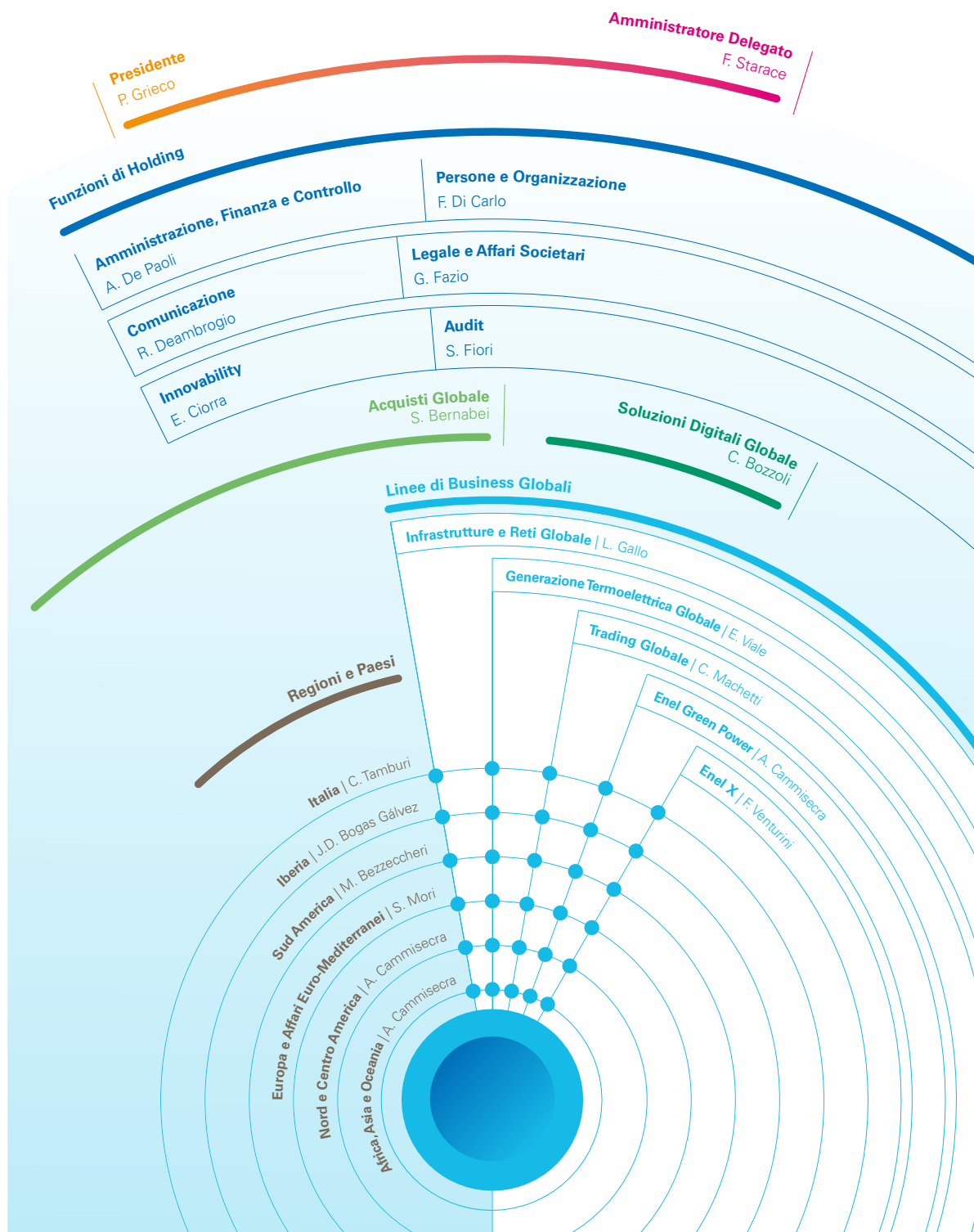
La struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola in una matrice che considera:

- *Linee di Business* (Generazione Termoelettrica Globale, Trading Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Enel Green Power, 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 Linee di Business 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 Affari Euro-Mediterranei, Nord e Centro America, Africa, Asia

e Oceania), 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 Linee di Business.

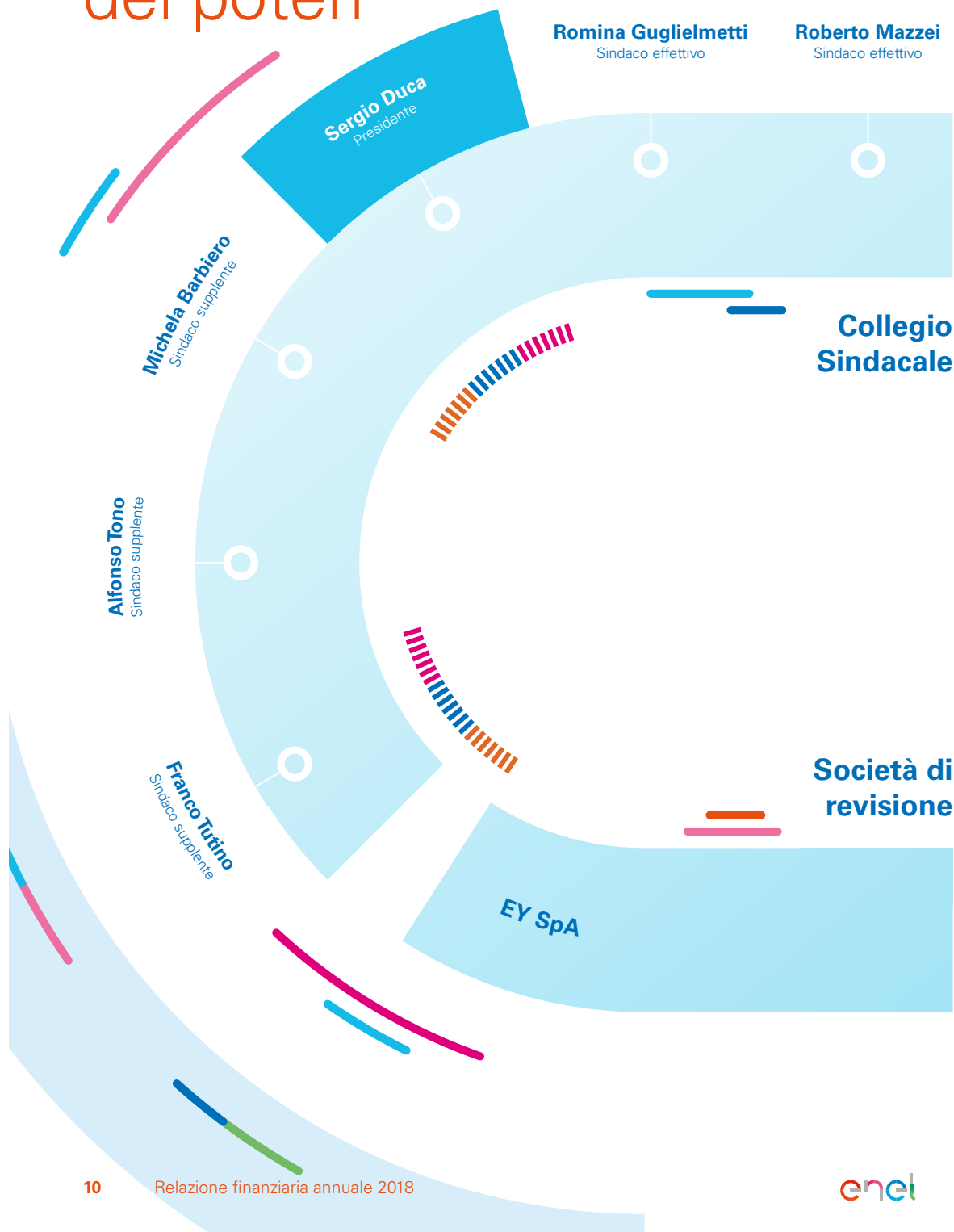
A tale matrice si associano in un'ottica di supporto al business:

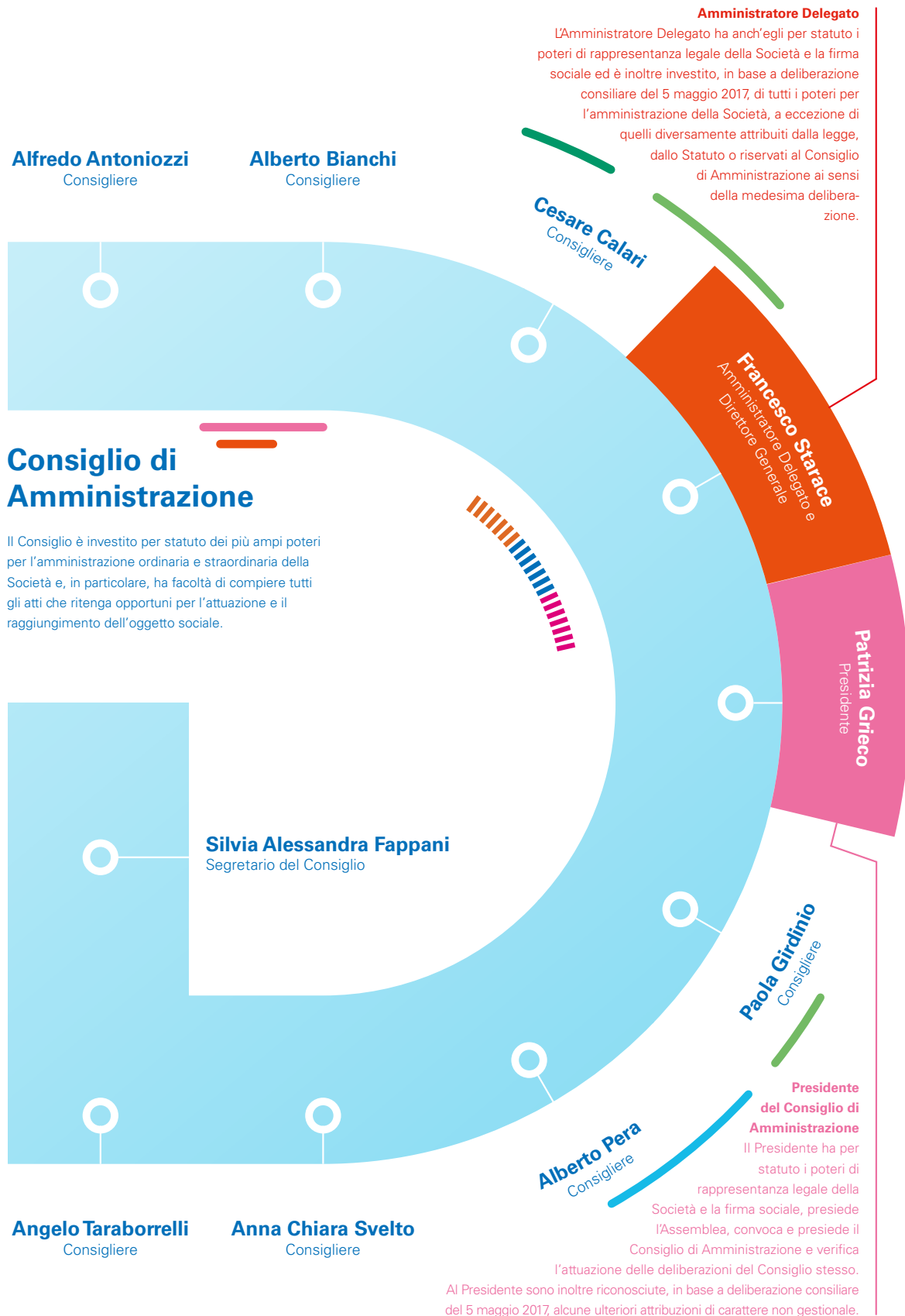
- *Funzioni Globali di Servizio* (Acquisti Globale e Soluzioni Digitali Globale), cui è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo;
- *Funzioni di Holding* (Amministrazione, Finanza e Controllo, Persone e Organizzazione, Comunicazione, Legale e Affari Societari, Audit, Innovability), cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo.





Organi sociali e assetto dei poteri







Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder

Cari azionisti, cari stakeholder,

Il 2018 è stato un altro anno di grandi risultati. Abbiamo raggiunto tutti gli obiettivi che ci eravamo prefissati. Oggi siamo un'azienda caratterizzata da maggiore sostenibilità, efficienza, redditività e da un minore livello di rischio: elementi fondamentali per poter continuare ad attrarre e remunerare adeguatamente i nostri investitori e creare valore duraturo per tutti gli stakeholder.

Tra gli operatori privati ci confermiamo leader nelle principali dimensioni della transizione energetica: 73 milioni di utenti finali, 43 GW di capacità rinnovabile installata, 70 milioni di clienti retail (elettricità e gas) e 6,2 GW in gestione attiva della domanda.

Enel opera in maniera globale lungo l'intera catena del valore. Questo approccio strategico e la capacità operativa lungo questa linea sono leve fondamentali che, anche nel corso del 2018, hanno consentito al Gruppo di cogliere le opportunità e affrontare le nuove sfide in un contesto di crescente volatilità e complessità.

L'efficace posizionamento strategico del Gruppo è stato altresì riflesso dalla performance azionaria del titolo Enel che ha performato meglio dell'indice FTSE-MIB ed è risultato in linea con l'andamento dell'indice EuroSTOXX Utilities. Questo ci ha permesso di chiudere il 2018 come prima utility per capitalizzazione in Europa.

Il contesto macroeconomico

Nel 2018 l'economia mondiale è cresciuta di circa il 3%, in linea con i ritmi del 2017. Gli Stati Uniti e la Cina hanno continuato ad avere un ruolo trainante, mentre la crescita nell'Eurozona si è mantenuta su livelli più contenuti. La 'normalizzazione' delle politiche monetarie nei Paesi avanzati ha generato forti pressioni sui mercati emergenti. L'incertezza geopolitica ha caratterizzato il contesto esterno, rallentando gli scambi commerciali e le decisioni di investimento.

La Banca Centrale Europea ha annunciato la fine del programma di acquisti straordinario (Quantitative Easing) per dicembre 2018, ma ha continuato a mantenere una condotta accomodante.

All'interno dell'area Euro, le economie si sono mosse con velocità differenti. L'Italia ha sofferto l'incertezza del quadro politico e le discussioni con Bruxelles circa la manovra finanziaria espansiva, entrando in recessione tecnica nella seconda metà del 2018 (PIL 2018 0,75%). Nonostante una situazione politica instabile, la Spagna ha continuato a registrare una crescita sostenuta (PIL 2018 2,5%), spinta da una forte domanda interna.

Gli Stati Uniti hanno registrato una forte accelerazione nella crescita (PIL 2018 2,9%), con un tasso di disoccupazione ai minimi storici e con un livello di inflazione generale (CPI 2,4%) sopra il target della banca centrale. In America Latina, il deterioramento del quadro macroeconomico generale ha evidenziato le criticità strutturali di alcuni Paesi (Argentina in particolare), mentre altre economie (*i.e.* Cile, Colombia, Perù) hanno mostrato un ottimo grado di resilienza. Nello specifico, l'Argentina ha sofferto una forte recessione economica (PIL 2018 -2,6%), esacerbata da eventi eccezionali, quali la siccità e il severo piano di austerità sotto il profilo fiscale e monetario. In Brasile, l'incertezza circa l'esito delle elezioni politiche e il ritardo nell'implementazione delle necessarie riforme strutturali hanno frenato la ripresa economica (PIL 2018 1,1%).

A livello generale, nei Paesi di interesse per il Gruppo (salvo l'Argentina e, in parte, il Messico) abbiamo assistito a una dinamica inflazionistica contenuta, che ha favorito i consumi domestici nel rispetto dei vincoli fiscali.

Dopo nove mesi di rialzo dei prezzi del petrolio che hanno portato il Brent a 86 \$/bbl, nell'ultimo trimestre si è





assistito a un forte calo delle quotazioni fino a 54 \$/bbl, dovuto a segnali di rallentamento della crescita mondiale. Anche il mercato del gas europeo ha vissuto fasi di forte volatilità. I primi mesi del 2018 si sono contraddistinti per una forte domanda e durante il periodo estivo si è registrata un'inusuale tensione dei prezzi. A partire dal mese di ottobre la situazione si è capovolta, guidata dal repentino calo del prezzo del petrolio, dal forte flusso di carichi di LNG diretti in Europa, nonché da una domanda meno sostenuta.

Le dinamiche del mercato del carbone in Europa sono state caratterizzate dalla competitività con il gas, che è stata fonte di volatilità; mentre nel bacino del Pacifico, ancora una volta, la Cina è stata il principale driver del mercato, spingendo il prezzo in rialzo di 20 punti percentuali rispetto all'anno precedente.

In Europa abbiamo assistito a una forte ripresa di valore del prezzo della CO₂ che ha raggiunto in fine di anno livelli di 25 €/t, principalmente a causa dell'avvio della Market Stability Reserve, strumento finalizzato ad assorbire l'eccesso di quote per rilanciare il funzionamento del mercato della CO₂.

Per quanto riguarda la crescita della domanda elettrica nei Paesi in cui opera il Gruppo, il 2018 ha confermato il trend positivo già osservato nel 2017. L'aumento dei consumi elettrici è stato contraddistinto da due differenti velocità: una crescita appena positiva ma costante in Europa (circa 1%) e uno sviluppo più marcato in America Latina (circa 3%). Dopo il generale ribasso che ha caratterizzato gli ultimi anni, il 2018 ha registrato una crescita dei prezzi dell'energia nella maggior parte dei Paesi di presenza del Gruppo, anche a causa del rialzo medio annuo dei prezzi dei combustibili fossili ancora utilizzati in varia misura dalla filiera elettrica.

I risultati economici

In un contesto caratterizzato dalla svalutazione delle valute in Sud America e da una normalizzazione delle condizioni di mercato per la generazione convenzionale, dopo un 2017 molto favorevole, il Gruppo Enel è riuscito a centrare tutti gli obiettivi finanziari prefissati per il 2018.

In particolare, il Gruppo ha chiuso l'esercizio con un EBITDA ordinario pari a 16,2 miliardi di euro, in crescita rispetto ai 15,6 miliardi di euro dello scorso anno e in linea con le indicazioni fornite al mercato. L'utile netto ordinario, sul quale viene calcolato il dividendo, ha raggiunto i 4,1 miliardi di euro, registrando un aumento del 9% rispetto all'anno precedente. Il dividendo 2018 ammonta a 28 centesimi per azione, in aumento del 18% rispetto ai 23,7 centesimi dell'anno precedente e in linea con il dividendo minimo garantito agli azionisti. Coerentemente alla politica di acconto sui dividendi già applicata lo scorso anno, è stato distribuito un acconto di 14 centesimi di euro nel mese di gennaio 2019. Il rapporto FFO su debito netto, che indica il livello di solidità finanziaria, ha raggiunto il 27%, meglio dell'obiettivo prefissato e in linea con il valore di chiusura del 2017. Il debito netto è pari a 41,1 miliardi di euro e si attesta nella parte inferiore delle indicazioni fornite al mercato (tra 41 miliardi di euro e 42 miliardi di euro), in crescita rispetto all'anno precedente a seguito delle operazioni straordinarie concluse nel periodo e degli investimenti destinati alla crescita (pari a circa 8,5 miliardi di euro, in linea con i livelli del 2017).

Principali avvenimenti

Per quanto riguarda la crescita industriale, anche nel 2018 è proseguito lo sviluppo delle energie rinnovabili, con più di 3 GW di nuova capacità addizionale. Grazie a questa crescita, per la prima volta nella storia del Gruppo, le tecnologie a emissione zero hanno contribuito a più del 50% della produzione annua, supportando l'obiettivo di riduzione di emissioni di CO₂ (-11% rispetto al 2017).

Inoltre, è proseguita l'opera di digitalizzazione che ha visto il Gruppo incrementare di 1,2 milioni il numero di nuovi smart meter, raggiungendo così un totale di quasi 44 milioni di contatori intelligenti installati a livello globale (il 15% dei quali di seconda generazione). Queste attività sono in linea con l'obiettivo di sviluppare infrastrutture di alta qualità, affi-

dabili e resilienti, e di rendere le città più sostenibili, coerentemente con i Sustainable Development Goals (SDG) 9 e 11¹. La nostra strategia per la mobilità elettrica è stata supportata dall'accelerazione del piano di installazione dell'infrastruttura di ricarica pubblica in Italia e dal lancio di due progetti simili in Spagna e Romania. Uno sforzo che ha contribuito al superamento del target annuale, permettendoci di chiudere il 2018 con un totale di 49.000 punti di ricarica installati, tra pubblici e privati.

Il Gruppo ha inoltre dimostrato di saper cogliere le opportunità che derivano dalla crescente necessità di risorse flessibili per i sistemi elettrici, raggiungendo 6,2 GW di gestione attiva della domanda e realizzando 70 MW di batterie, destinate sia ai clienti industriali sia ai servizi di stabilizzazione della rete.

Nell'ambito delle operazioni straordinarie, grazie all'acquisizione di Eletropaulo, in dicembre rinominata Enel Distribuição São Paulo, il numero di utenti finali del Gruppo ha raggiunto i 73 milioni, in aumento dell'11% rispetto al 2017. In Messico è stata finalizzata la vendita di una partecipazione di maggioranza per 1,7 GW² di capacità rinnovabile, pur mantenendo la gestione degli impianti, secondo il modello di business BSO ("Build, Sell and Operate"). Inoltre, in Italia sono state completate la cessione a F2i del 50% della joint venture EF Solare Italia per un corrispettivo di 214 milioni di euro e la vendita a F2i SGR dell'impianto a biomasse di Finale Emilia per 59 milioni di euro. Quest'ultima operazione si inquadra all'interno di un accordo firmato dal Gruppo Enel con F2i SGR per la cessione dell'intero portafoglio di impianti a biomasse in Italia. Infine, in Spagna Enel Green Power ha firmato un accordo per l'acquisizione di cinque impianti eolici in Galizia e Catalogna per una capacità totale di circa 132 MW. Dal punto di vista finanziario, il 2018 è stato un anno intenso, caratterizzato dal conseguimento di numerosi traguardi: dall'emissione del secondo green bond all'aggiudicazione dello Yankee Bond Award 2017, all'emissione multi-tranche di prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi denominati in euro, fino al lancio di un bond da 4 miliardi di dollari statunitensi sul mercato americano.

I risultati presentati sono stati raggiunti anche grazie alla prosecuzione delle attività di razionalizzazione della struttura organizzativa, passata per il completamento del riassetto societario in Cile, per la fusione di Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile e per l'aumento della partecipazione Enel in Enel Américas.

Strategia e previsioni per il 2019-2021

Negli ultimi anni assistiamo in molti settori industriali a cambiamenti strutturali profondi, che portano alla nascita di nuovi mercati e opportunità, ma anche alla necessità di rinnovare modelli di business consolidati e di ripensare le modalità di utilizzo delle risorse a nostra disposizione.

Anche il settore energetico sta vivendo una costante e inarrestabile evoluzione: la competitività delle fonti rinnovabili e la digitalizzazione degli asset, insieme a una crescente consapevolezza del consumatore finale in termini di sostenibilità e rispetto dell'ambiente, stanno aprendo l'elettricità a nuovi usi, permettendo la decarbonizzazione dell'economia.

Per rispondere a queste sfide, nel novembre 2018 Enel ha presentato il Piano Strategico 2019-2021, che riprende e rafforza le direttrici identificate negli ultimi anni.

Il percorso di crescita delineato nel Piano evidenzia un'accelerazione costante, con un obiettivo di EBITDA ordinario di Gruppo al 2021 di 19,4 miliardi di euro, rispetto ai 16,2 miliardi di euro del 2018 (+20%).

Nel prossimo triennio il Gruppo prevede investimenti lordi totali pari a circa 27,5 miliardi di euro, in aumento del 12% rispetto al piano precedente. Su un totale di circa 16,5 miliardi di euro di investimenti complessivi di sviluppo, circa 10,6 miliardi saranno dedicati alle rinnovabili, ancora una volta motore di crescita del Gruppo, e saranno diretti non solo nei mercati in cui Enel ha una presenza integrata, come Italia, Spagna, Cile, Brasile, Colombia e Perù, ma anche in altri contesti, come Nord e Centro America, Africa, Asia e Oceania, assumendo quindi una dimensione sempre più chiaramente globale. Una crescita in linea con l'impegno di Enel per la lotta contro il cam-

1 SDG 9 - Industry, Innovation and Infrastructure e SDG 11 - Sustainable Cities and Communities.

2 Ulteriori 0.1 GW saranno trasferiti nel corso del 2019, come già definito nell'accordo firmato con la controparte.



biamento climatico in un'ottica che, oltre alla gestione dei rischi, intende anche individuare nuove opportunità di sviluppo. A tal riguardo la relazione di quest'anno contiene una sezione dedicata all'implementazione delle raccomandazioni della Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board. Per le reti sono pianificati investimenti pari a circa 11,1 miliardi di euro, con l'obiettivo principale di completare l'integrazione delle attività recentemente acquisite, in particolare Eletropaulo in Brasile, nonché di promuovere, soprattutto attraverso la digitalizzazione, l'efficienza delle reti e il miglioramento della qualità del servizio in tutti i Paesi di presenza.

Il Gruppo rimane inoltre focalizzato sulla realizzazione di efficienze operative, per 1,2 miliardi di euro nei prossimi tre anni, e la digitalizzazione di tutti i settori di attività sarà il principale abilitatore della riduzione dei costi.

Un altro pilastro di futura creazione di valore è rappresentato dalla semplificazione della struttura societaria attraverso la riduzione delle minoranze e la rotazione degli asset, con lo scopo di migliorare il ritorno complessivo sul capitale investito e di incrementare l'interesse economico di Gruppo.

La strategia di Enel è esplicitamente sostenibile con un approccio mirato alla creazione di valore condiviso con le persone e comunità con cui il Gruppo interagisce, mirando a produrre effetti positivi sull'ambiente, la società e l'economia nel lungo periodo. In tal senso, Enel sostiene le iniziative, intraprese dai Paesi in cui opera, volte al raggiungimento degli obiettivi stabiliti nell'Accordo di Parigi.

L'impegno per quanto riguarda gli SDGs è stato rafforzato mediante target al 2030, potenziando l'obiettivo di ridurre le emissioni specifiche di CO₂ a 0,23 kg/kWheq (SDG 13) e aumentando il livello di interazione del Gruppo con le comunità, favorendo il loro accesso all'istruzione (SDG 4), all'energia (SDG 7) e all'occupazione, oltre che a una crescita economica sostenibile e inclusiva (SDG 8³).

Obiettivi specifici sono stati introdotti per gli SDG 9 e 11: il Gruppo prevede di raggiungere circa 47 milioni di smart meter installati, 455.000 punti di ricarica per la mobilità elettrica e di investire 5,4 miliardi di euro in digitalizzazione nel periodo 2019-2021.

La sostenibilità e la dimensione globale del modello di business integrato sull'intera catena del valore sono alla radice della resilienza del piano strategico e della dimostrata robustezza della performance operativa. Alla luce di questa consapevolezza, la politica dei dividendi basata su un pay-out del 70% dell'utile netto ordinario di Gruppo è confermata fino al 2021, con l'estensione, per la prima volta, di un dividendo minimo per azione per l'intero periodo 2019-2021. Enel prevede quindi di corrispondere, sui risultati dell'esercizio 2019, il maggiore fra: a) un dividendo per azione basato sull'indicato pay-out del 70%; e b) un dividendo minimo per azione di 0,32 euro.

Patrizia Grieco

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Francesco Starace

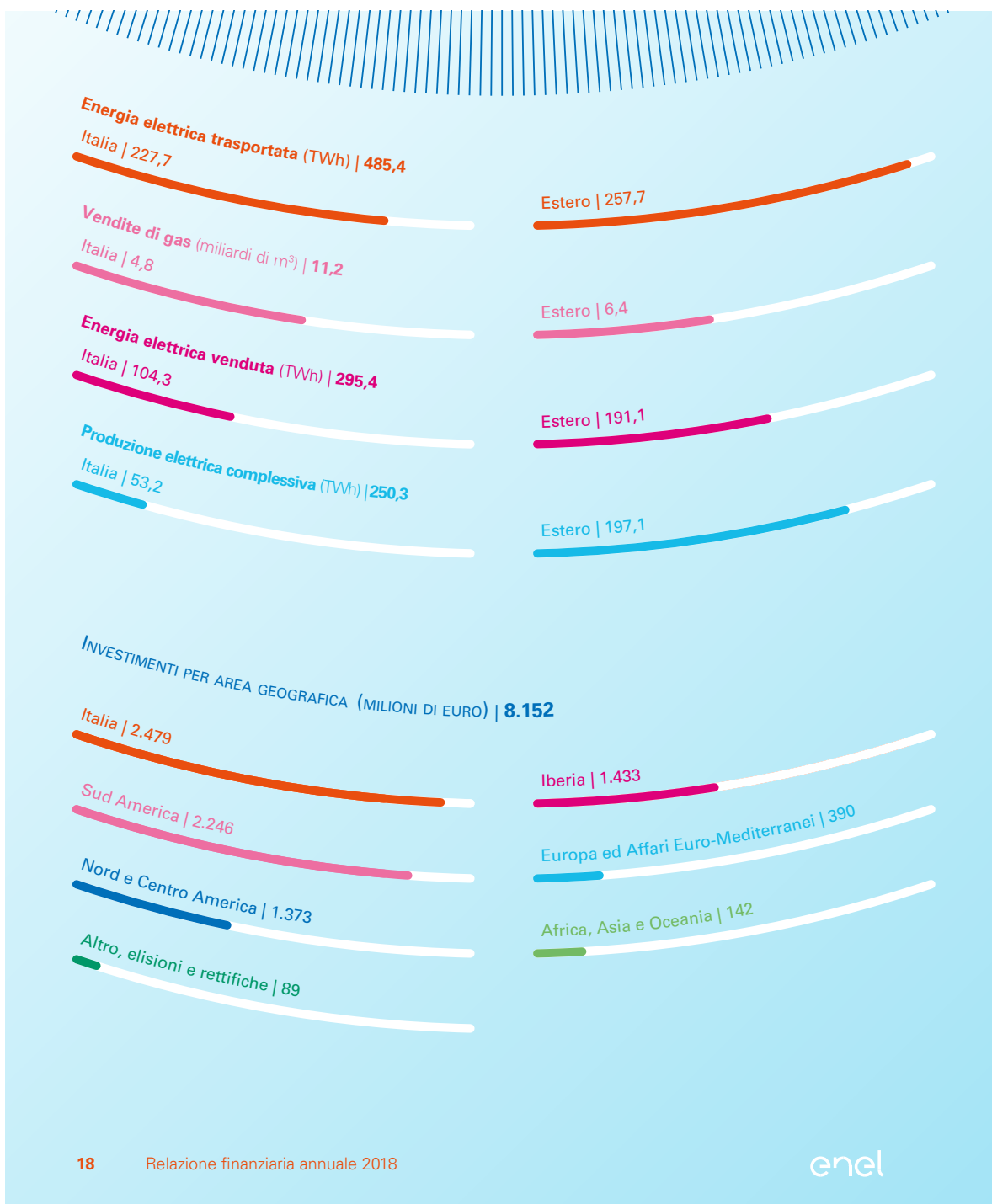
Amministratore Delegato e Direttore Generale

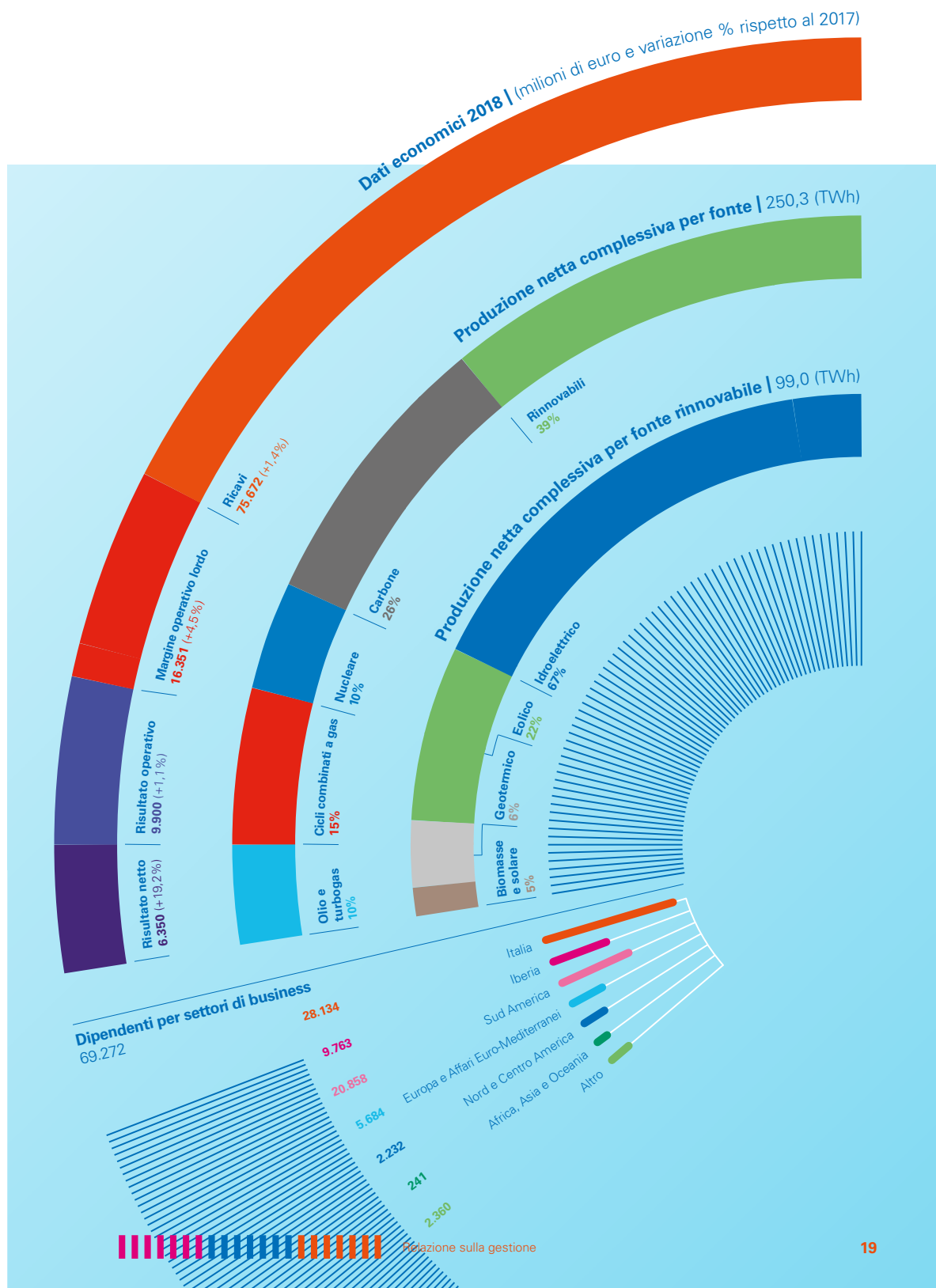
3 SDG 13 - Climate Action, SDG 4 - Quality Education, SDG 7 - Affordable and Clean Energy e SDG 8 - Decent Work and Economic Growth.





Sintesi dei risultati







Dati economici

Ricavi

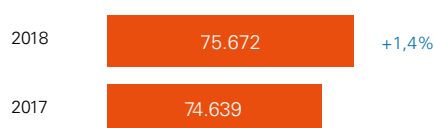
I **ricavi** del 2018 sono pari a 75.672 milioni di euro, con un incremento pari a 1.033 milioni di euro (+1,4%) rispetto al 2017.

L'incremento è prevalentemente da riferire ai maggiori ricavi della Linea di Business Enel Green Power in Italia, Spagna e Sud America, alle maggiori vendite del mercato libero in Italia, alle variazioni di perimetro (in particolare per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo) e alla plusvalenza e rimisurazione al fair value derivanti dalla cessione parziale, con perdita di controllo, di otto società della Linea di Business Enel Green Power in Messico (190 milioni di euro).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dallo sfavorevole andamento dei cambi, prevalentemente in Sud America.

I ricavi del 2018 includono la plusvalenza derivante dalla cessione di EF Solare Italia (65 milioni di euro) e l'indennizzo connesso alla cessione nel 2009 di Enel Rete Gas (128 milioni di euro), non rientranti nell'ambito dei ricavi ordinari. Nel 2017, invece, tale voce includeva principalmente la plusvalenza relativa alla cessione della società cilena Electro-gas (143 milioni di euro).

milioni di euro



Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Italia	38.398	38.781	(383)	-1,0%
Iberia	19.492	19.994	(502)	-2,5%
Sud America	14.742	13.154	1.588	12,1%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	2.361	2.411	(50)	-2,1%
Nord e Centro America	1.438	1.187	251	21,1%
Africa, Asia e Oceania	101	96	5	5,2%
Altro, elisioni e rettifiche	(860)	(984)	124	12,6%
Totale	75.672	74.639	1.033	1,4%

Margine operativo lordo

Il **marginale operativo lordo** del 2018 è pari a 16.351 milioni di euro e si incrementa di 698 milioni di euro (+4,5%) rispetto al 2017 pur in presenza di un andamento sfavorevole dei cambi (543 milioni di euro). La crescita del margine operativo è principalmente attribuibile alla Linea di Business Enel Green Power in Italia, Spagna e Sud America e al mercato libero in Italia, cui si aggiungono l'effetto dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo e la capitalizzazione dei costi relativi all'acquisizione della clientela per 220 milioni di euro, così come previsto dall'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15.

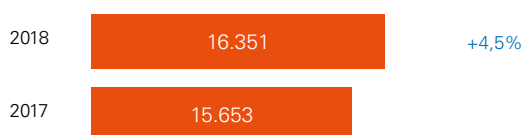
Il margine operativo lordo si incrementa, inoltre, per effetto della plusvalenza e della rimisurazione al fair value, derivante dalla cessione parziale con perdita di controllo, di otto società di progetto messicane (190 milioni di euro) e per le seguenti partite, non rilevanti ai fini della determinazione del margine operativo lordo ordinario:

- la plusvalenza per la cessione di EF Solare Italia (65 milioni di euro);
- l'indennizzo ricevuto da e-distribuzione e connesso alla cessione di Enel Rete Gas nel 2009 (128 milioni di euro).

Tali incrementi sono in parte compensati dalla plusvalenza rilevata nell'esercizio precedente per la cessione della società cilena Electrogas (143 milioni di euro) al netto delle minusvalenze rilevate in Sud America per la rinuncia a progetti idroelettrici in Cile e Colombia pari a 45 milioni di euro.

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

milioni di euro



Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Italia	7.304	6.863	441	6,4%
Iberia	3.558	3.573	(15)	-0,4%
Sud America	4.370	4.204	166	3,9%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	516	543	(27)	-5,0%
Nord e Centro America	708	759	(51)	-6,7%
Africa, Asia e Oceania	54	57	(3)	-5,3%
Altro	(159)	(346)	187	54,0%
Totale	16.351	15.653	698	4,5%





Il **marginale operativo lordo ordinario** ammonta a 16.158 milioni di euro, con un incremento di 603 milioni di euro rispetto al 2017 (+3,9%). Le partite del 2018, che non sono state considerate nel margine operativo lordo ordinario, ammontano a 193 milioni di euro e si riferiscono:

→ all'indennizzo, pari a 128 milioni di euro, ottenuto nell'esercizio e relativo alla cessione, avvenuta nel 2009, di Enel Rete Gas;

→ alla plusvalenza derivante dalla cessione di EF Solare Italia pari a 65 milioni di euro.

Come già segnalato sopra, le partite escluse dal margine operativo lordo ordinario del 2017 erano costituite dalla plusvalenza di 143 milioni di euro derivante dalla cessione di Electrogas e dalle minusvalenze per la rinuncia a progetti idroelettrici in Cile e Colombia (45 milioni di euro).

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Italia	7.111	6.863	248	3,6%
Iberia	3.558	3.573	(15)	-0,4%
Sud America	4.370	4.106	264	6,4%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	516	543	(27)	-5,0%
Nord e Centro America	708	759	(51)	-6,7%
Africa, Asia e Oceania	54	57	(3)	-5,3%
Altro	(159)	(346)	187	54,0%
Totale	16.158	15.555	603	3,9%

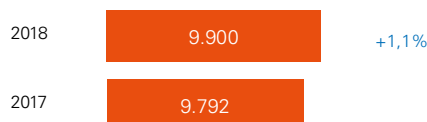
Risultato operativo

Il **risultato operativo** del 2018 ammonta a 9.900 milioni di euro, con un incremento di 108 milioni di euro rispetto al 2017 (9.792 milioni di euro) nonostante i maggiori ammortamenti e impairment per 590 milioni di euro. Tale variazione è riconducibile alla capitalizzazione dei costi acquisitivi della clientela che ha determinato maggiori ammortamenti (166 milioni di euro) nel periodo, all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (93 milioni di euro) e all'effetto dei maggiori impairment rilevati nel 2018 rispetto al 2017. A tal proposito si segnalano:

- la svalutazione di due gruppi di generazione della centrale spagnola di Alcúdia (82 milioni di euro);
- la svalutazione dell'impianto di rigassificazione del GNL di Nuove Energie (24 milioni di euro);
- gli impairment relativi a impianti, situati in Italia, di generazione convenzionale (23 milioni di euro) e rinnovabile (94 milioni di euro);
- maggiori impairment di taluni crediti commerciali (186 milioni di euro), rilevati prevalentemente in Italia.

Tali incrementi sono stati in parte compensati dall'andamento sfavorevole dei cambi in Sud America, nonché dal reversal dell'impairment della CGU EGP Hellas (117 milioni

milioni di euro



di euro) e dall'impairment effettuato nel corso dell'esercizio precedente sulle attività di sviluppo della geotermia

in Germania attraverso la partecipata Erdwärme Oberland GmbH (42 milioni di euro).

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Italia	4.498	4.470	28	0,6%
Iberia	1.724	1.842	(118)	-6,4%
Sud America	2.976	2.970	6	0,2%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	420	306	114	37,3%
Nord e Centro America	454	553	(99)	-17,9%
Africa, Asia e Oceania	10	15	(5)	-33,3%
Altro	(182)	(364)	182	50,0%
Totale	9.900	9.792	108	1,1%

Il **risultato operativo ordinario**, che non include le partite commentate sopra con riferimento al margine operativo lordo ordinario e non considera gli effetti dei sopraccitati impairment (Alcúdia, Nuove Energie e delle biomasse e

del solare in Italia al netto del reversal dell'impairment sulla CGU EGP Hellas), ammonta a 9.793 milioni di euro, con un incremento di 57 milioni di euro (+0,6%) rispetto all'esercizio 2017.

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Italia	4.426	4.470	(44)	-1,0%
Iberia	1.806	1.842	(36)	-2,0%
Sud America	2.976	2.872	104	3,6%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	303	348	(45)	-12,9%
Nord e Centro America	454	553	(99)	-17,9%
Africa, Asia e Oceania	10	15	(5)	-33,3%
Altro	(182)	(364)	182	50,0%
Totale	9.793	9.736	57	0,6%



Risultato netto

Il **risultato netto del Gruppo** del 2018 ammonta a 4.789 milioni di euro rispetto ai 3.779 milioni di euro dell'esercizio precedente. In particolare, il sopracitato incremento del risultato operativo è ulteriormente migliorato a seguito:

- dell'adeguamento di valore sia del credito finanziario (320 milioni di euro) relativo alla parziale cessione di Slovenské elektrárne, sia della partecipazione, valutata a equity, in Slovak Power Holding (362 milioni di euro);
- del decremento dell'incidenza fiscale principalmente per effetto della rilevazione delle imposte anticipate su perdite pregresse in Enel Distribuição Goiás (274 milioni di euro) e in Enel Green Power SpA (85 milioni di euro riferiti alla società 3Sun incorporata nel corso del 2018).

Tali effetti sono stati in parte mitigati:

- dalla svalutazione delle attività di alcune partecipazioni valutate a equity in Grecia relativamente al ridimensionamento di un progetto di sviluppo di impianti eolici nelle isole Cicladi;
- dalla plusvalenza del 2017 derivante dalla cessione di Bayan Resources (52 milioni di euro), nonché dalla rivalutazione del 2017 della partecipazione in Slovak Power Holding per 28 milioni di euro;
- dalle minori imposte del 2017 negli Stati Uniti e in Argentina rispettivamente per rilascio di imposte differite a seguito della riforma fiscale statunitense e per le imposte anticipate su perdite pregresse rilevate da Edesur.

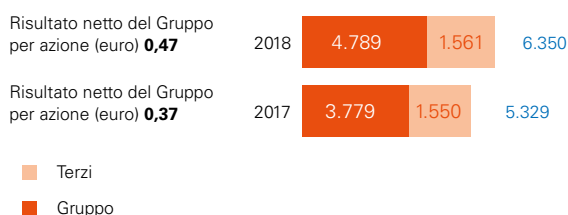
Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del 2018 ammonta a 4.060 milioni di euro (3.709 milioni nel 2017), con un aumento di 351 milioni di euro rispetto al 2017. Nella seguente tabella è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo e risultato netto del Gruppo ordinario, con evidenza degli elementi non ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

Milioni di euro

	2018
Risultato netto del Gruppo	4.789
Indennizzo per la cessione della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas	(128)
Ripristino di valore di attività relative a Slovenské elektrárne	(646)
Adeguamento di valore dell'impianto di Alcúdia (Spagna)	43
Reversal dell'impairment della CGU EGP Hellas e impairment progetti eolici (isole Cicladi)	(39)
Plusvalenza cessione di EF Solare Italia	(64)
Svalutazione CGU Nuove Energie	20
Svalutazione netta di impianti biomasse e solare in Italia	85
Risultato netto del Gruppo ordinario ⁽¹⁾	4.060

(1) Tenuto conto dell'effetto fiscale 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 Slovak Power Holding	(28)
Risultato netto del Gruppo ordinario ⁽¹⁾	3.709

(1) Tenuto conto dell'effetto fiscale e delle interessenze di terzi.

Dati patrimoniali e finanziari

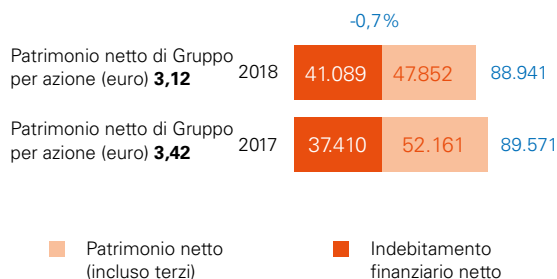
Capitale investito netto

Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 281 milioni di euro, ammonta a 88.941 milioni di euro al 31 dicembre 2018 ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 47.852 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 41.089 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2018, presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 0,86 (0,72 al 31 dicembre 2017).

L'incremento percentuale della leva finanziaria è ascrivibile alla riduzione del patrimonio netto consolidato di Gruppo per 3.704 milioni di euro, per effetto dell'applicazione retrospettiva dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15, e all'incremento dell'indebitamento finanziario netto.

L'**indebitamento finanziario netto** si attesta a 41.089 milioni di euro, registrando un incremento di 3.679 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Tale incremento è riconducibile principalmente all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo, all'offerta pubblica di acquisto sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute da soci di minoranza, agli investimenti del periodo e all'effetto cambi negativo.

milioni di euro





Cash flow da attività operativa

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2018 è pari a 11.075 milioni di euro, in incremento di 950 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente in conseguenza dell'incremento del margine operativo lordo e del capitale circolante netto.

milioni di euro



Investimenti

Gli **investimenti**, pari a 8.152 milioni di euro nel 2018 (di cui 6.530 milioni di euro riferibili a immobili, impianti e macchinari), rilevano un incremento di 22 milioni di euro rispetto all'esercizio 2017, particolarmente concentrato negli impianti da fonti rinnovabili in Spagna, Sudafrica e India oltre che nei maggiori interventi sulle reti in concessione in Italia e Brasile. In quest'ultimo caso parte dell'incremento è da riferire a Enel Distribuição São Paulo dopo l'acquisizione della stessa avvenuto nel giugno 2018. Tali incrementi sono in parte compensati dallo sfavorevole andamento dei cambi, prevalentemente in Sud America, e dai minori investimenti in impianti da fonti rinnovabili in Brasile in quanto la maggior parte degli impianti è entrata in funzione nell'esercizio.

milioni di euro



Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Italia	2.479 ⁽¹⁾	1.812	667	36,8%
Iberia	1.433	1.105	328	29,7%
Sud America	2.246	3.002	(756)	-25,2%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	390	307 ⁽³⁾	83	27,0%
Nord e Centro America	1.373 ⁽²⁾	1.802 ⁽⁴⁾	(429)	-23,8%
Africa, Asia e Oceania	142	30	112	-
Altro, elisioni e rettifiche	89	72	17	23,6%
Totale	8.152	8.130	22	0,3%

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

(2) Il dato non include 375 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

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

Dati operativi

	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
	2018			2017		
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	53,2	197,1	250,3	53,5	196,4	249,9
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) ⁽¹⁾	227,7	257,7	485,4	228,5	232,2	460,7
Energia venduta da Enel (TWh)	104,3	191,1	295,4	103,2	181,6	284,8
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	4,8	6,4	11,2	4,8	6,9	11,7
Dipendenti alla fine del periodo (n.)	30.285	38.987	69.272	31.114	31.786	62.900

(1) Il dato del 2017 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'**energia netta prodotta da Enel** nel 2018 registra un incremento di 0,4 TWh rispetto al valore registrato nel 2017 (+0,2%), dovuto alle maggiori quantità prodotte all'estero (+0,7 TWh), parzialmente compensate dalle minori quantità generate in Italia (-0,3 TWh). In particolare, i maggiori volumi prodotti all'estero si riferiscono principalmente alla maggiore produzione da fonte rinnovabile:

- +6,0 TWh relativi all'incremento della produzione idroelettrica in Spagna e Sud America;
- +4,0 TWh connessi alla maggiore produzione eolica in Sud America e Nord e Centro America.

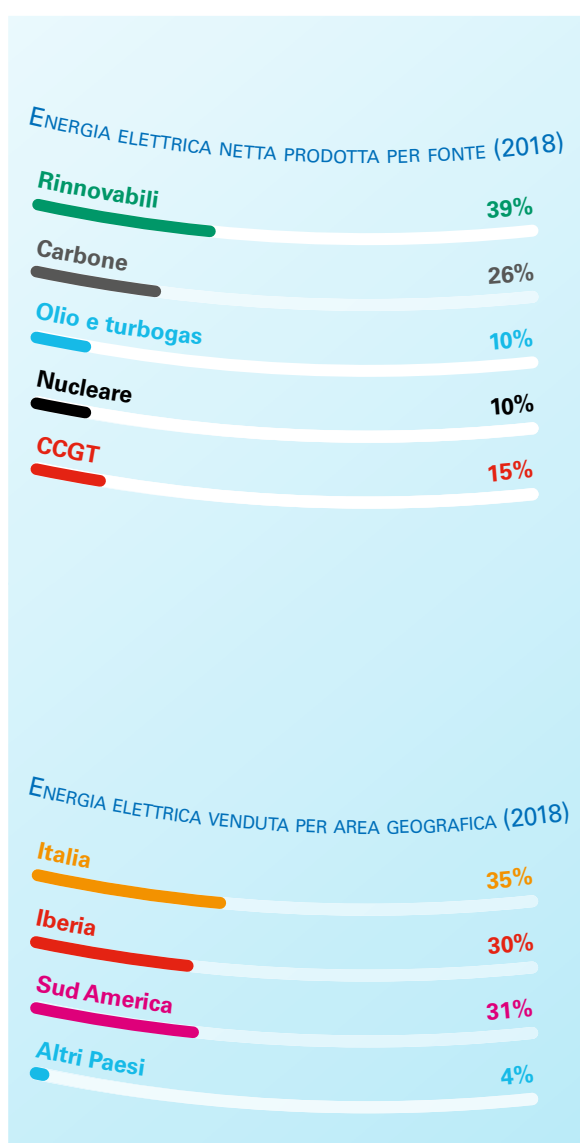
Tali fenomeni risultano parzialmente compensati dai minori volumi prodotti da fonte convenzionale, in particolare dalla minore produzione a gas.

In Italia la maggiore produzione da fonte idroelettrica (+4,0 TWh) è stata compensata dalla minore produzione a carbone e a gas.

Infine, si segnala che il 39% dell'energia netta prodotta da Enel nel 2018 è da fonte rinnovabile.

L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** è pari a 485,4 TWh, in aumento di 24,7 TWh (+5,4%), sostanzialmente a seguito dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo.

L'**energia venduta da Enel** nel 2018 è pari a 295,4 TWh e registra rispetto all'esercizio precedente un aumento di 10,6 TWh (+3,7%) legato principalmente alle maggiori quantità vendute sui mercati esteri (+9,5 TWh). In particolare, le maggiori vendite registrate in Sud America (+16,4 TWh) sono state solo parzialmente compensate dalle minori vendite in Spagna (-6,9 TWh). Anche nel mercato domestico si rileva un aumento pari a 1,1 TWh.





Al 31 dicembre 2018 i dipendenti sono pari a 69.272 unità (in aumento di 6.372 unità rispetto alla fine del 2017). L'aumento dell'organico del Gruppo è l'effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (-1.332 risorse) e della variazione di perimetro (complessivamente pari a +7.704 unità), tra cui si segnala l'acquisizione a giugno di

Enel Distribuição São Paulo in Brasile, l'acquisizione ad agosto delle società Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta ed Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución in Spagna e della cessione a dicembre della società Enel Green Power Uruguay.

N.

	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Italia	28.134	28.684
Iberia	9.763	9.711
Sud America	20.858	13.903
Europa e Affari Euro-Mediterranei	5.684	5.733
Nord e Centro America	2.232	2.050
Africa, Asia e Oceania	241	198
Altro	2.360	2.621
Totale	69.272	62.900

Dati ambientali, sociali e di governance

	2018	2017	2018-2017	
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	49,1	43,3	5,8	13,4%
Emissioni specifiche di CO ₂ dalla produzione netta complessiva (kg CO ₂ /kWh _{eq}) ⁽¹⁾	0,369	0,411	(0,042)	-10,2%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) ⁽²⁾	40,1	40,7	(0,6)	-1,5%
Emissioni specifiche SO ₂ (g/kWh _{eq}) ⁽¹⁾	0,75	0,84	(0,09)	-10,7%
Emissioni specifiche NO _x (g/kWh _{eq}) ⁽¹⁾	0,72	0,79	(0,07)	-8,9%
Emissioni specifiche Polveri (g/kWh _{eq}) ⁽¹⁾	0,17	0,27	(0,10)	-37,0%
Potenza efficiente netta certificata ISO 14001 (incidenza % sul totale)	99	99	-	-
Indice di frequenza infortuni Enel ⁽³⁾	0,943	1,199	(0,256)	-21,4%
Infortuni gravi e mortali Enel (n.) ⁽⁴⁾	7	6	1	16,7%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici (n.) ⁽⁴⁾	17	20	(3)	-15,0%
Violazioni accertate del Codice Etico (n.) ⁽⁵⁾	30	31	(1)	-3,2%

(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) Infortunio grave: 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 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.

(5) Nel corso del 2018 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2017; per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2017 è stato riclassificato da 27 a 31.

Il Gruppo Enel ha un sistema di gestione ambientale che copre la quasi totalità delle attività operative (impianti di produzione, reti, servizi, immobili, vendita ecc.). Per i nuovi impianti e installazioni sono state avviate le attività propeedeutiche alla certificazione.

In linea con l'obiettivo di decarbonizzazione al 2050, la nuova capacità installata da fonti rinnovabili è pari a circa 2,7 GW, attribuibile principalmente agli impianti eolici negli Stati Uniti e solari in Messico. La generazione da fonti a emissioni zero è pari nel 2018 a circa il 49% della generazione totale, in aumento rispetto al 2017 principalmente a seguito della maggiore produzione da fonte idroelettrica a fronte di un aumento della disponibilità idrica. Le emissioni specifiche di CO₂ risultano in riduzione del 10% rispetto all'anno precedente, passando da 0,411 a 0,369 kg/kWh_{eq}, a seguito della riduzione delle emissioni assolute derivanti da una minore produzione termoelettrica.

I valori relativi alle altre emissioni specifiche in atmosfera mostrano una diminuzione rispetto al 2017, rispettivamente

di circa l'11% per SO₂ e il 9% per NO_x, così come le polveri (-37% rispetto al 2017), a fronte di opere di efficientamento presso la centrale di Reftinskaya in Russia.

Il rendimento medio del parco termoelettrico è rimasto pressoché stabile rispetto al 2017.

L'indice di frequenza infortuni del personale del Gruppo Enel si è attestato a 0,943 (in riduzione del 21% rispetto al 2017). Nel corso del 2018 si sono verificati 1 infortunio mortale e 6 gravi che hanno interessato il personale Enel, e 7⁴ infortuni mortali e 10 gravi che hanno coinvolto il personale delle imprese appaltatrici.

Le segnalazioni al Codice Etico sono state pari a 144 nel corso del 2018. A valle delle analisi condotte, a oggi 30 sono state classificate come violazioni.

4 Considerando le attività gestite in tutte le aree in cui il Gruppo opera, alle quali afferiscono alcune delle società consolidate con metodo equity e società per le quali è stato applicato il meccanismo di BSO ("Build, Sell and Operate"), il valore totale degli infortuni mortali è pari a 8.





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 principi 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 operazio-

ni straordinarie quali acquisizioni o cessioni di aziende (per esempio plusvalenze e minusvalenze), a eccezione di quelle realizzate nel settore di sviluppo delle energie rinnovabili secondo il nuovo modello di business, avviato nel quarto trimestre 2016, di "Build, Sell and Operate", nel quale i proventi derivanti dalla cessione dei progetti rappresentano il risultato di un'attività di natura ordinaria per il Gruppo.

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

Risultato netto del Gruppo ordinario: definito come il "risultato netto del Gruppo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, è pari al "risultato netto del Gruppo" al netto di tutte le partite relative a operazioni straordinarie così come commentato nel "Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario", degli impairment e dei ripristini di valore significativi rilevati sugli asset (incluse partecipazioni a equity e asset finanziari) a esito degli impairment test, nonché dei relativi effetti fiscali e interessenze di terzi.

Valore aggiunto globale lordo da continuing operations: definito come il valore creato dal Gruppo nei confronti degli Stakeholders, 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", al netto di "imposte e tasse" e "accantonamenti per rischi e oneri", e dei "costi per servizi e godimento beni di

terzi”, 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” 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”, dei “Cash collateral”; degli “Altri crediti finanziari” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”;
- delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”;
- dei “Finanziamenti a breve termine” e delle “Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine”;
- dei “Fondi rischi e oneri (quota corrente)”;
- degli “Altri debiti finanziari” inclusi nelle “Altre passività correnti”.

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

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle “Attività immobilizzate nette” e del “Capitale circolante netto”, dei “Fondi rischi e oneri”, delle “Passività per imposte differite” e delle “Attività per imposte anticipate”, nonché delle “Attività nette possedute per la vendita”.

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato:

- dai “Finanziamenti a lungo termine” e dai “Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine” e tenendo conto dei “Debiti finanziari a breve” inclusi nelle “Altre passività correnti”;
- al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”;
- al netto della “Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine”, dei “Crediti per factoring”, dei “Cash collateral”; degli “Altri crediti finanziari” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”;
- al netto dei “Titoli” e 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 6 del Bilancio consolidato.



Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Ricavi	75.672	74.639	1.033	1,4%
Costi	59.804	59.564	240	0,4%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	483	578	(95)	-16,4%
Margine operativo lordo	16.351	15.653	698	4,5%
Ammortamenti e impairment	6.451	5.861	590	10,1%
Risultato operativo	9.900	9.792	108	1,1%
Proventi finanziari	4.361	3.982	379	9,5%
Oneri finanziari	6.409	6.674	(265)	-4,0%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(2.048)	(2.692)	644	23,9%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	349	111	238	-
Risultato prima delle imposte	8.201	7.211	990	13,7%
Imposte	1.851	1.882	(31)	-1,6%
Risultato delle continuing operations	6.350	5.329	1.021	19,2%
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	6.350	5.329	1.021	19,2%
Quota di interessenza del Gruppo	4.789	3.779	1.010	26,7%
Quota di interessenza di terzi	1.561	1.550	11	0,7%

Ricavi

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Vendite energia elettrica	43.110	43.433	(323)	-0,7%
Trasporto energia elettrica	10.101	9.973	128	1,3%
Corrispettivi da gestori di rete	1.012	900	112	12,4%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.711	1.635	76	4,6%
Vendite gas	4.401	3.964	437	11,0%
Trasporto gas	576	570	6	1,1%
Vendite di combustibili	8.556	8.340	216	2,6%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	714	800	(86)	-10,8%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	735	674	61	9,1%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	287	159	128	80,5%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	61	43	18	41,9%
Altri ricavi e proventi	4.408	4.148	260	6,3%
Totale	75.672	74.639	1.033	1,4%

Nel 2018 i ricavi da **vendite di energia elettrica** ammontano a 43.110 milioni di euro, con un decremento di 323 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-0,7%). Tale decremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

- maggiori ricavi da vendita sui mercati finali per 1.078 milioni di euro, prevalentemente per effetto della variazione

di perimetro dovuta all'ingresso di Enel Distribuição São Paulo nel giugno 2018;

- riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 543 milioni di euro, principalmente per la contrazione dei volumi negoziati sul territorio italiano;
- decremento dei ricavi per attività di trading di energia elet-

trica per 858 milioni di euro conseguente alla riduzione dei volumi intermediati sul mercato italiano.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano nel 2018 a 10.101 milioni di euro, con un incremento di 128 milioni di euro rispetto all'esercizio 2017. Tale incremento è prevalentemente concentrato in Brasile per effetto dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (143 milioni di euro).

I **corrispettivi da gestori di rete** sono pari nel 2018 a 1.012 milioni di euro, in incremento di 112 milioni di euro rispetto a quanto rilevato nell'esercizio precedente. La variazione riflette l'incremento di ricavi in Italia connessi principalmente ai servizi di dispacciamento e ai margini delle unità essenziali per la sicurezza del sistema.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari nel 2018 a 1.711 milioni di euro e si incrementano di 76 milioni di euro. In particolare, i maggiori contributi sono principalmente dovuti all'aumento dei costi dei combustibili liquidi registrati nell'area extrapeninsulare spagnola per i quali il Gruppo è titolato al rimborso.

I ricavi per **vendite di gas** nel 2018 sono pari a 4.401 milioni di euro, con un incremento di 437 milioni di euro (+11,0%) rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione risente essenzialmente dei più alti ricavi registrati in Iberia, in Cile e in Italia, determinati prevalentemente da prezzi medi crescenti rispetto all'esercizio precedente.

I ricavi da **vendite di combustibili**, pari a 8.556 milioni di euro, si incrementano di 216 milioni di euro prevalentemente a seguito dell'aumento delle vendite di gas naturale in Enel Global Trading.

I ricavi da **contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas** si attestano nel 2018 a 714 milioni di euro, registrando un decremento di 86 milioni di euro dovuto al minor numero di attivazioni e alla contestuale applicazione dell'IFRS 15 che ha comportato il riconoscimento nel tempo, attraverso la tecnica dei risconti, dei contributi di allacciamento che in precedenza venivano rilevati integral-

mente a Conto economico al momento dell'attivazione dell'utenza.

I **ricavi per lavori e servizi su ordinazione** nel 2018 ammontano a 735 milioni di euro e si incrementano di 61 milioni di euro prevalentemente per la variazione di perimetro dovuta all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo, in parte compensata dai minori lavori sostenuti dalle altre società della distribuzione in Brasile.

La voce relativa alle **plusvalenze da alienazione di società** ammonta nel 2018 a 287 milioni di euro, con un incremento di 128 milioni di euro (+80,5%) rispetto al 2017 e accoglie prevalentemente:

- la plusvalenza per la cessione delle otto società del "Progetto Kino" in Messico avvenuta a fine settembre 2018, nonché la rimisurazione al fair value per la parte di interesse del Gruppo nelle società pari al 20% (190 milioni di euro);
- la plusvalenza derivante dalla cessione di EF Solare Italia (65 milioni di euro);
- la plusvalenza per la cessione di alcune società della Linea di Business Enel Green Power in Uruguay (18 milioni di euro).

Nel 2017, invece, tale voce includeva principalmente la plusvalenza di 143 milioni di euro derivante dalla cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas.

Le **plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali** nel 2018 sono pari a 61 milioni di euro (43 milioni di euro nel 2017) e sono riferibili alle ordinarie dismissioni del periodo.

Gli **altri ricavi e proventi** si attestano nel 2018 a 4.408 milioni di euro (4.148 milioni di euro nell'esercizio precedente), con un incremento di 260 milioni di euro rispetto al 2017 (+6,3%).

La variazione rispetto al 2017 è dovuta principalmente:

- a maggiori ricavi per l'iscrizione del provento di 128 milioni di euro relativo all'accordo di e-distribuzione per la cessione di Enel Rete Gas avvenuta nel 2009;
- a maggiori ricavi per l'incremento dei volumi di vendita dei servizi a valore aggiunto.



Costi

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Acquisto di energia elettrica	19.584	20.011	(427)	-2,1%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	4.922	5.342	(420)	-7,9%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	11.463	10.906	557	5,1%
Materiali	2.375	1.880	495	26,3%
Costo del personale	4.581	4.504	77	1,7%
Servizi e godimento beni di terzi ⁽¹⁾	16.254	15.882	372	2,3%
Altri costi operativi	2.889	2.886	3	0,1%
Costi capitalizzati	(2.264)	(1.847)	(417)	-22,6%
Totale	59.804	59.564	240	0,4%

(1) Di cui costi per canoni fissi di derivazione acqua per 167 milioni di euro nel 2018 (169 milioni di euro nel 2017) e costi per canoni di occupazione di suolo pubblico per 24 milioni di euro nel 2018 (24 milioni di euro nel 2017).

I costi per **acquisto di energia elettrica** subiscono un decremento nel 2018 di 427 milioni di euro rispetto al 2017, con una riduzione del 2,1%. Tale decremento è da ascrivere alla riduzione degli acquisti effettuati mediante contratti bilaterali (236 milioni di euro) prevalentemente riferiti alla riduzione dei volumi intermediati da Enel Global Trading, cui si associa la riduzione degli acquisti sia sugli altri mercati locali ed esteri per 106 milioni di euro sia sulle Borse dell'energia elettrica per 85 milioni di euro, principalmente in Iberia. Tali effetti sono parzialmente compensati dall'incremento degli acquisti di energia elettrica in Sud America a seguito dell'ingresso nel perimetro di consolidamento di Enel Distribuição São Paulo.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi al 2018 sono pari a 4.922 milioni di euro e registrano un decremento di 420 milioni di euro (-7,9%) rispetto al valore dell'esercizio precedente. La variazione è dovuta essenzialmente alla minore produzione termoelettrica soprattutto in Cile e in Italia, e in parte anche al deprezzamento delle valute del Sud America nei confronti dell'euro.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** si attestano a 11.463 milioni di euro nel 2018, con un incremento di 557 milioni di euro rispetto al 2017. La variazione riflette le maggiori quantità acquistate e intermedie a prezzi medi crescenti, in particolare in Italia e Spagna.

I costi per **materiali** ammontano nel 2018 a 2.375 milioni di euro, con un incremento di 495 milioni di euro rispetto

all'esercizio precedente, dovuto principalmente all'aumento degli acquisti per materiali e apparecchiature destinati a lavori su infrastrutture e reti, prevalentemente in Italia e Spagna (261 milioni di euro), nonché ai maggiori costi per certificati ambientali (179 milioni di euro) della generazione in Italia e delle società di commercializzazione in Romania.

Il **costo del personale** è pari nel 2018 a 4.581 milioni di euro, con un incremento di 77 milioni di euro (+1,7%) rispetto al 2017. La variazione trova sostanzialmente riscontro:

- nei maggiori costi connessi alle variazioni di perimetro di consolidamento, prevalentemente riferibili alle acquisizioni di Enel Distribuição São Paulo nel 2018 (151 milioni di euro) e di Enel X North America (ex EnerNOC) nella seconda metà del 2017 (56 milioni di euro);
- nei minori costi di Enel Distribuição Goiás per 63 milioni di euro a seguito delle azioni di efficientamento effettuate nel corso del primo semestre del 2017;
- nella riduzione dei costi in Argentina a seguito della forte svalutazione della valuta locale (iperinflazionata) (93 milioni di euro);
- nei maggiori costi sostenuti per incentivi all'esodo per 62 milioni di euro, principalmente in Italia e Spagna.

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2018 è pari a 69.272 dipendenti, di cui 38.987 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso del 2018 si incrementa di 6.372 unità; il saldo negativo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (1.332 unità), principalmente dovuto alle già citate politiche di incentivo all'esodo (le cessazioni sono localizzate per circa il 35% in Italia), è stato infatti più che

compensato dalle variazioni di perimetro (7.704 unità) riconducibili alle acquisizioni effettuate nel corso del 2018, in particolare Enel Distribuição São Paulo, Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta ed Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2018 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2017	62.900
Assunzioni	3.414
Cessazioni	(4.746)
Variazioni di perimetro	7.704
Consistenza al 31 dicembre 2018	69.272

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** del 2018 ammontano a 16.254 milioni di euro, con un incremento di 372 milioni di euro rispetto all'esercizio 2017. L'andamento è sostanzialmente correlato ai:

- maggiori costi per servizi connessi alle variazioni di perimetro di consolidamento, prevalentemente riferibili all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (389 milioni di euro);
- maggiori costi variabili relativi a servizi a valore aggiunto erogati in particolare negli Stati Uniti (98 milioni di euro) per l'ingresso, a partire da agosto 2017, nel perimetro di consolidamento di Enel X North America (ex EnerNOC);
- maggiori canoni idraulici sostenuti in Spagna a seguito del maggior ricorso alla produzione idroelettrica nel corso dell'esercizio (52 milioni di euro);
- maggiori oneri per accesso alla rete di trasmissione dell'energia per 160 milioni di euro, soprattutto in Spagna per lo storno, dello scorso anno, degli oneri accantonati negli anni 2011-2016 relativamente ai canoni versati dalle società di generazione per gli autoconsumi;
- minori costi relativi all'acquisizione della clientela per 220 milioni di euro, capitalizzati a seguito dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15;
- minori costi per manutenzioni e riparazioni (115 milioni di euro).

Gli **altri costi operativi** nel 2018 ammontano a 2.889 milioni di euro, con un incremento di 3 milioni di euro rispetto al 2017 che risente essenzialmente di:

- maggiori oneri, prevalentemente per il Buono Sociale in Spagna per 229 milioni di euro, in quanto nel 2017 si era concluso favorevolmente un giudizio che aveva compor-

tato lo storno dei costi sostenuti nel corso del triennio 2015-2017;

- maggiori indennizzi a clienti e fornitori per 22 milioni di euro;
- minori oneri di compliance ambientale per 112 milioni di euro prevalentemente in Italia e Spagna;
- minori oneri per imposte e tasse per 71 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alle minori imposte sulla generazione termica in Spagna (109 milioni di euro), anche per effetto del maggior ricorso alla generazione idroelettrica, solo parzialmente compensati dalle maggiori imposte sugli immobili per 25 milioni di euro, in particolare in Italia;
- minori costi relativi al miglioramento dello standard qualitativo del servizio per 89 milioni di euro, decrementatisi in particolar modo in Argentina e solo in parte compensati dalle maggiori multe rilevate dalla distribuzione in Italia;
- minori costi in Sud America in quanto nel 2017 sono state rilevate minusvalenze per 45 milioni di euro derivanti dalla rinuncia a progetti idroelettrici in Cile e Colombia.

Nel 2018 i **costi capitalizzati** sono pari a 2.264 milioni di euro, con un incremento di 417 milioni rispetto all'esercizio precedente, in corrispondenza dei maggiori investimenti effettuati in particolare nella distribuzione e nella generazione in Italia, nonché nella realizzazione degli impianti rinnovabili in Messico.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 483 milioni di euro nel 2018 (578 milioni di euro nell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi al 2018 sono dovuti ai proventi netti relativi alla gestione dei derivati di cash flow hedge, per 25 milioni di euro (proventi netti per 246 milioni di euro nel 2017), e dei derivati al fair value con impatto a Conto economico, per 458 milioni di euro (proventi netti per 332 milioni di euro nel 2017).

Gli **ammortamenti e impairment** del 2018 sono pari a 6.451 milioni di euro, registrando un incremento di 590 milioni di euro. Tale aumento è dovuto principalmente a quanto segue:

- maggiori ammortamenti di attività immateriali per 270 milioni di euro prevalentemente per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (93 milioni di euro) e per l'applicazione, a partire dal 2018, dell'IFRS 15 che ha comportato la capitalizzazione dei costi di acquisizione della clientela (166 milioni di euro);
- maggiori impairment delle attività materiali e immateriali





(194 milioni di euro), in particolare per la svalutazione degli asset relativi alle biomasse e al solare in Italia (91 milioni di euro), degli asset di Nuove Energie (24 milioni di euro), degli impianti delle centrali di Augusta e Bastardo (23 milioni di euro) e della centrale di Alcúdia in Spagna (82 milioni di euro). Tali incrementi sono in parte compensati dal ripristino di valore parziale della CGU EGP Hellas (117 milioni di euro) e dalla svalutazione degli asset geotermici, rilevati nel 2017, sulla partecipata Erdwärme (42 milioni di euro);

- maggiori svalutazioni dei crediti commerciali e delle altre attività al netto dei riversamenti (186 milioni di euro), soprattutto in Italia.

Il **risultato operativo** del 2018 ammonta a 9.900 milioni di euro, con un incremento di 108 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti**, pari a 2.048 milioni di euro, subiscono, nel 2018, un decremento di 644 milioni di euro, da riferire prevalentemente:

- a maggiori proventi finanziari per 320 milioni di euro relativi all'adeguamento di valore 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 Energetický a Průmyslový Holding ("EPH");
- alla rilevazione di proventi finanziari netti per 168 milioni di euro, a seguito dell'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate, nelle società argentine (si rimanda alla nota 2 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 per maggiori dettagli);
- a maggiori proventi netti su strumenti finanziari derivati (a copertura sia dei tassi sia dei cambi) per 1.616 milioni di euro, quasi interamente bilanciati dai maggiori oneri netti su cambio a seguito dell'oscillazione dei tassi di cambio per 1.500 milioni di euro;
- a minori oneri finanziari in Enel Finance International per 108 milioni di euro, connessi al rimborso anticipato di prestiti obbligazionari nel 2017 sulla base della "make whole call option" prevista dal contratto originario di finanziamento;
- alla riduzione degli oneri relativi a linee di credito revolving a medio-lungo termine per 52 milioni di euro soprattutto in Enel SpA e in Enel Finance International;
- alla rilevazione in Enel SpA di proventi finanziari per 54 milioni di euro connessi a rimborsi di imposte dirette.

Tali effetti sono solo parzialmente compensati:

- da minori interessi capitalizzati per 89 milioni di euro prevalentemente in Enel Green Power Brasile e in Enel Green Power Chile;
- dall'incremento di oneri per cessione di crediti per 62 milioni di euro, riferibile prevalentemente a Enel Energia (per 23 milioni di euro), Gruppo Enel Américas (per 21 milioni di euro) e Servizio Elettrico Nazionale (per 14 milioni di euro);
- da minori proventi da partecipazioni a seguito della rilevazione nel 2017 della plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione nella società Bayan Resources (52 milioni di euro).

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** del 2018 è positiva per 349 milioni di euro e nel 2017 evidenziava un risultato positivo di 111 milioni di euro. La variazione, pari a 238 milioni di euro, è da riferire sostanzialmente alla ripresa di valore della partecipazione del 50% in Slovak Power Holding (per 362 milioni di euro) che negli esercizi precedenti era stata a più riprese svalutata. La ripresa è imputabile alle modifiche dei parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo, inclusi negli accordi con EPH. Tale ripresa è solo in parte compensata, oltretutto dai risultati *pro quota* conseguiti dalle società collegate e joint venture, dalla svalutazione di taluni asset riferiti alle società di progetto greche coinvolte nello sviluppo di impianti eolici nelle isole Cicladi (49 milioni di euro) e dei progetti di sviluppo delle biomasse in Italia (12 milioni di euro).

Le **imposte** del 2018 ammontano a 1.851 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 22,6%, mentre le imposte del 2017 erano pari a 1.882 milioni di euro con un'incidenza del 26,1%. La minore incidenza fiscale è ascrivibile essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- alla rilevazione delle imposte anticipate su perdite pregresse in Enel Distribuição Goiás (274 milioni di euro) e in Enel Green Power SpA (85 milioni di euro riferite alla società 3Sun incorporata nel corso del 2018);
- alla riduzione delle imposte differite passive (61 milioni di euro) a seguito della riforma fiscale in Colombia che ha comportato la riduzione delle aliquote fiscali in forma progressiva dal 33% al 30%.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Millioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	95.780	91.738	4.042	4,4%
- avviamento	14.273	13.746	527	3,8%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.099	1.598	501	31,4%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(5.696)	(1.677)	(4.019)	-
Totale attività immobilizzate nette	106.456	105.405	1.051	1,0%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	13.587	14.529	(942)	-6,5%
- rimanenze	2.818	2.722	96	3,5%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.200)	(3.912)	712	18,2%
- altre attività/(passività) correnti nette	(7.589)	(6.311)	(1.278)	-20,3%
- debiti commerciali	(13.387)	(12.671)	(716)	-5,7%
Totale capitale circolante netto	(7.771)	(5.643)	(2.128)	-37,7%
Capitale investito lordo	98.685	99.762	(1.077)	-1,1%
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(3.187)	(2.407)	(780)	-32,4%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(6.838)	(8.025)	1.187	14,8%
Totale fondi diversi	(10.025)	(10.432)	407	3,9%
Attività nette possedute per la vendita	281	241	40	16,6%
Capitale investito netto	88.941	89.571	(630)	-0,7%
Patrimonio netto complessivo	47.852	52.161	(4.309)	-8,3%
Indebitamento finanziario netto	41.089	37.410	3.679	9,8%

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 dicembre 2018 a 95.780 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 4.042 milioni di euro. Tale incremento è originato essenzialmente dagli investimenti del periodo (7.881 milioni di euro) e dalla variazione di perimetro (2.603 milioni di euro), prevalentemente attribuibile alle acquisizioni della società di distribuzione brasiliana Enel Distribuição São Paulo, di Parques Eólicos Gestinver, società operante nella produzione di energia da fonte eolica, e di Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, società operante nella distribuzione e vendita di energia elettrica nella città autonoma di Ceuta in Nord Africa. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'andamento sfavorevole del cambio, prevalentemente in Sud America, dagli ammortamenti e impairment rilevati nell'esercizio per 5.344 milioni di euro, dalla riclassifica alle attività possedute per la vendita, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5, per 505 milioni di euro da riferire principalmente al valore contabile

di tre parchi solari in Brasile, nonché dalle cessioni, in data 14 dicembre 2018, di Enel Green Power Uruguay e della relativa società veicolo Estrellada.

Gli altri movimenti, per un totale di 1.465 milioni di euro, includono prevalentemente gli effetti dello IAS 29 sugli impianti immobili e macchinari di apertura al 1° gennaio 2018 e quelli dell'iperinflazione cumulati al 31 dicembre 2018, non presenti nel 2017.

L'*avviamento*, pari a 14.273 milioni di euro, presenta un incremento di 527 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. La variazione è da riferire principalmente alla variazione di perimetro (positiva per 489 milioni di euro) connessa all'acquisizione della società di distribuzione brasiliana Enel Distribuição São Paulo nonché all'acquisizione di Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riclassifica ad attività possedute per la vendita dell'avviamento relativo a tre parchi solari in Brasile, che a seguito delle decisioni assunte dal manage-





ment rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce (23 milioni di euro).

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 2.099 milioni di euro e si incrementano di 501 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017.

Tale incremento risente principalmente:

- degli utili rilevati a Conto economico per la quota di pertinenza del Gruppo, al netto dei dividendi incassati e dell'adeguamento di valore della partecipazione in Slovak Power Holding per l'adeguamento alla formula del prezzo prevista nel contratto di cessione con EPH;
- delle variazioni di perimetro riconducibili:
 - all'acquisizione di Ufinet International (150 milioni di euro); e
 - alla cessione parziale, con perdita di controllo, delle società rinnovabili messicane (c.d. società "Progetto Kino") che ha comportato la valutazione con il metodo del patrimonio netto della restante quota rimasta di pertinenza del Gruppo.

Tale incremento è stato parzialmente compensato dalla cessione della joint venture EF Solare Italia avvenuta il 27 dicembre 2018.

Il saldo negativo delle *altre attività/passività non correnti nette* al 31 dicembre 2018 è pari a 5.696 milioni di euro, con un incremento di 4.019 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 (pari a 1.677 milioni di euro). Tale variazione è imputabile principalmente:

- all'iscrizione di 6.306 milioni di euro di passività derivanti dai contratti di connessione alla rete elettrica in seguito all'applicazione del principio contabile IFRS 15;
- all'aumento dei debiti per tax partnership registrati dalle società rinnovabili del Nord America per 325 milioni di euro in conseguenza dell'entrata in esercizio degli impianti di Diamond Vista, HillTopper e Rattlesnake;
- all'incremento degli accordi per servizi in concessione per 939 milioni di euro, da ricondursi prevalentemente all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (855 milioni di euro);
- all'incremento delle attività derivanti da contratti con i clienti per 346 milioni di euro e relative principalmente ad attività in fase di realizzazione derivanti da accordi per servizi pubblici in concessione "public-to-private" rilevati secondo quanto previsto dall'IFRIC 12 in Brasile; si precisa che il valore al 31 dicembre 2018 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 271 milioni di euro;

- all'incremento degli altri crediti non correnti per 208 milioni di euro in conseguenza del consolidamento di Enel Distribuição São Paulo oltre che di attività non correnti per corrispettivi potenziali registrati in Nord America (91 milioni di euro) in relazione ai progetti in corso di realizzazione;
- alla riduzione delle passività per 445 milioni di euro, da ricondurre principalmente al rilascio a Conto economico dei contributi ricevuti dalla clientela per le quote di competenza dell'esercizio.

Il saldo negativo del **capitale circolante netto** è pari a 7.771 milioni di euro al 31 dicembre 2018, con un incremento di 2.128 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. La variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

- decremento dei *crediti commerciali*, pari a 942 milioni di euro, principalmente riconducibile ai minori crediti per la vendita e il trasporto dell'energia e per la vendita di gas, nonché per il maggior ricorso alle cessioni di credito;
- incremento delle *rimanenze*, pari a 96 milioni di euro, registrato principalmente per l'aumento di materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti di generazione e reti di distribuzione nonché per l'aumento delle scorte di gas;
- incremento dei *crediti netti verso operatori istituzionali di mercato*, pari a 712 milioni di euro, principalmente in Italia e connesso alle componenti tariffarie del sistema elettrico italiano a copertura degli oneri generati dal sistema, cui si associano in Sud America gli effetti del consolidamento di Enel Distribuição São Paulo 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 1.278 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
 - incremento delle altre passività correnti nette per 1.446 milioni di euro, prevalentemente riconducibile: all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo; all'aumento dei debiti per dividendi da erogare vista la "dividend policy" del Gruppo che ha previsto l'erogazione di un acconto su dividendi nel 2018 maggiore rispetto a quello del 2017; e alla rilevazione dei debiti riferiti all'ulteriore incremento della quota di interessenza (2,43%) in Enel Américas da parte di Enel SpA;
 - incremento dei crediti netti per imposte sul reddito per 369 milioni di euro; tale andamento è sostanzialmente correlabile alla riduzione dei debiti tributari dovuta principalmente alla compensazione con l'acconto versato nel precedente esercizio;

- minori attività finanziarie correnti nette per 282 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;
- incremento dei *debiti commerciali*, pari a 716 milioni di euro e particolarmente concentrato in Italia, Sud America e Nord America.

I **fondi diversi**, pari a 10.025 milioni di euro, registrano un decremento di 407 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è sostanzialmente da ricondurre ai seguenti fattori:

- incremento dei benefici relativi al personale per 780 milioni di euro, principalmente per effetto delle variazioni di perimetro; aumento dei fondi rischi e oneri per 463 milioni di euro; tale variazione è prevalentemente relativa al fondo smantellamento e per contenzioso legale. L'incremento di quest'ultimo è principalmente giustificato dalla variazione di perimetro per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo e da accantonamenti effettuati per controversie con dipendenti, in parte compensati da rilasci e utilizzi soprattutto in Iberia, Italia e Sud America;
- diminuzione della passività per imposte differite nette per 1.648 milioni di euro, relativa principalmente all'iscrizione di imposte differite attive sui risconti delle connection fee

in Italia per effetto dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15 e alle variazioni di perimetro dovute all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 281 milioni di euro al 31 dicembre 2018 (241 milioni di euro al 31 dicembre 2017), fanno riferimento principalmente al valore contabile di tre parchi solari in Brasile, che a seguito delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.

La variazione di periodo riguarda sostanzialmente la vendita di una quota pari all'80% del capitale di otto società di progetto messicane ("Progetto Kino"), classificate in tale voce al 31 dicembre 2017 e ora valutate con il metodo del patrimonio netto, e la riclassifica delle società progetto relative al parco eolico Kafireas come non più disponibili per la vendita a seguito del venir meno dei presupposti e delle condizioni per dare seguito alla cessione.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2018 è pari a 88.941 milioni di euro ed è finanziato dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 47.852 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 41.089 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2018, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,86 (0,72 al 31 dicembre 2017).



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 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	8.819	8.310	509	6,1%
- obbligazioni	38.633	32.285	6.348	19,7%
- debiti verso altri finanziatori	1.531	1.844	(313)	-17,0%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>48.983</i>	<i>42.439</i>	<i>6.544</i>	<i>15,4%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(3.272)	(2.444)	(828)	-33,9%
Indebitamento netto a lungo termine	45.711	39.995	5.716	14,3%
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.830	1.346	484	36,0%
- altri finanziamenti a breve verso banche	512	249	263	-
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>2.342</i>	<i>1.595</i>	<i>747</i>	<i>46,8%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	1.341	5.429	(4.088)	-75,3%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	196	225	(29)	-12,9%
Commercial paper	2.393	889	1.504	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	301	449	(148)	-33,0%
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	438	307	131	42,7%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>4.669</i>	<i>7.299</i>	<i>(2.630)</i>	<i>-36,0%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.522)	(1.094)	(428)	-39,1%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	-	(42)	42	-
Crediti finanziari - cash collateral	(2.559)	(2.664)	105	-3,9%
Altri crediti finanziari a breve termine	(859)	(589)	(270)	45,8%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(6.693)	(7.090)	397	5,6%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(11.633)</i>	<i>(11.479)</i>	<i>(154)</i>	<i>-1,3%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(4.622)	(2.585)	(2.037)	78,8%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	41.089	37.410	3.679	9,8%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	362	1.364	(1.002)	-73,5%

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

L'indebitamento finanziario netto è pari a 41.089 milioni di euro al 31 dicembre 2018, con un incremento di 3.679 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017.

In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine evidenzia un incremento di 5.716 milioni di euro, per l'effetto congiunto dell'incremento dei crediti finanziari a lungo termine per 828 milioni di euro e dell'incremento dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine per 6.544 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si sottolinea che:

→ i finanziamenti bancari, pari a 8.819 milioni di euro, re-

gistrano un incremento di 509 milioni di euro dovuto principalmente alla concessione di nuovi finanziamenti agevolati da parte della Banca Europea per gli Investimenti a Endesa SA, e-distribuzione ed Enel X Mobility e al tiraggio di finanziamenti bancari da parte di società sudamericane, 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 pari a 81 milioni di euro (tale importo comprende anche le differenze di cambio relative alla quota a breve dei finanziamenti);

→ le obbligazioni, pari a 38.633 milioni di euro, presentano un incremento di 6.348 milioni di euro rispetto alla fine del 2017, dovuto principalmente:

- a nuove emissioni di prestiti obbligazionari effettuate nel corso del 2018 tra le quali si segnalano:
 - 1.250 milioni di euro relativi a un green bond a tasso fisso, con scadenza nel 2026, emesso da Enel Finance International a gennaio 2018;
 - 1.250 milioni di euro relativi a due prestiti obbligazionari ibridi a tasso fisso, con prima data di rimborso anticipato nel 2023 e 2026, emessi da Enel SpA a maggio 2018;
 - 4.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 3.492 milioni di euro) relativi a un bond multi-tranche, con scadenze 2023, 2025 e 2029, emesso da Enel Finance International a settembre 2018;
 - 1.875 milioni di euro relativi al controvalore di emissioni locali da parte delle società sudamericane, fra i quali si evidenzia un prestito obbligazionario di 1.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 873 milioni di euro) a tasso fisso, con scadenza 2028, emesso da Enel Chile a giugno 2018;
- a differenze di cambio negative intercorse durante l'esercizio pari a 447 milioni di euro (tale importo comprende anche le differenze di cambio relative alla quota a breve dei prestiti obbligazionari);
- al riacquisto da parte di Enel SpA di un prestito obbligazionario ibrido in euro per un valore pari a 732 milioni di euro;
- alle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, tra cui si evidenziano un prestito obbligazionario in sterline inglesi emesso da Enel SpA con scadenza giugno 2019 per un controvalore pari a 614 milioni di euro, un prestito obbligazionario in euro emesso da Enel Finance International pari a 125 milioni di euro con scadenza novembre 2019 e prestiti obbligazionari in moneta locale emessi da società sudamericane per un controvalore pari a 395 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 4.622 milioni di euro al 31 dicembre 2018, che aumenta di 2.037 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 per effetto del decremento dei debiti verso altri finanziatori per 2.630 milioni di euro, solo parzialmente compensato dall'incremento dell'indebitamento bancario a breve termine per 747 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 4.669 milioni di euro, sono incluse le emissioni di commercial paper in capo a Enel Finance International, International Endesa BV e società sudamericane per complessivi 2.393 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi pari a 1.341 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 2.559 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 301 milioni di euro.

Le disponibilità e i crediti finanziari a breve termine, pari a 11.633 milioni di euro, registrano un incremento di 154 milioni di euro rispetto a fine 2017 dovuto principalmente all'incremento della quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine e degli altri crediti finanziari a breve termine, pari rispettivamente a 428 milioni di euro e 270 milioni di euro, il cui effetto è solo parzialmente compensato dal decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 397 milioni di euro e dei crediti per cash collateral versati alle controparti per 105 milioni di euro.

Tra le principali operazioni effettuate nel 2018 si segnalano:

- la stipula, avvenuta il 19 giugno 2018, di un finanziamento di circa 34 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 30 milioni di euro) concesso dall'International Financial Corporation e dalla Banca Europea per gli Investimenti a Ngonye Power Company Limited per la costruzione di un impianto solare nello Zambia; al 31 dicembre 2018 tale finanziamento non risulta utilizzato;
- la stipula, avvenuta il 31 luglio 2018, di un finanziamento di 15 miliardi di rand sudafricani (equivalenti a 913 milioni di euro) concesso da Nedbank Limited e Absa a Enel Green Power RSA per la costruzione di nuovi impianti eolici in Sudafrica; al 31 dicembre 2018 tale finanziamento risulta utilizzato per un controvalore di 149 milioni di euro;
- i seguenti rimborsi di prestiti obbligazionari:
 - 3.000 milioni di euro relativi a due prestiti obbligazionari retail, uno a tasso fisso e uno a tasso variabile, emessi da Enel SpA, scaduti nel mese di febbraio 2018;
 - 591 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di giugno 2018;
 - 544 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di ottobre 2018.





Flussi finanziari

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio ⁽¹⁾	7.121	8.326	(1.205)
Cash flow da attività operativa	11.075	10.125	950
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(9.661)	(9.294)	(367)
Cash flow da attività di finanziamento	(1.636)	(1.646)	10
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(185)	(390)	205
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio ⁽²⁾	6.714	7.121	(407)

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.021 milioni di euro al 1° gennaio 2018 (8.290 milioni di euro al 1° gennaio 2017), "Titoli a breve" pari a 69 milioni di euro al 1° gennaio 2018 (36 milioni di euro al 1° gennaio 2017) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 31 milioni di euro al 1° gennaio 2018.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.630 milioni di euro al 31 dicembre 2018 (7.021 milioni di euro al 31 dicembre 2017), "Titoli a breve" pari a 63 milioni di euro al 31 dicembre 2018 (69 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 21 milioni di euro al 31 dicembre 2018 (31 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2018 è positivo per 11.075 milioni di euro, in crescita di 950 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente, principalmente a seguito di un incremento del margine operativo lordo e del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nell'esercizio 2018 ha assorbito liquidità per 9.661 milioni di euro, mentre nel 2017 ne aveva assorbita per 9.294 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali, immateriali e attività derivanti da contratti con i clienti non correnti, pari a 8.530 milioni di euro nel 2018, si incrementano di 31 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, prevalentemente per effetto dei maggiori investimenti effettuati nella rete di distribuzione di energia elettrica in Italia, solo parzialmente compensati dai minori investimenti effettuati nel settore delle energie rinnovabili in Sud America e in Nord e Centro America.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 1.472 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'acquisto della società di distribuzione elettrica brasiliana Enel Distribuição São Paulo, della società di distribuzione elettrica spagnola Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta nella omonima città autonoma in Nord Africa, nonché all'acquisto di due parchi eolici in Spagna. Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 424 milioni di euro e si riferiscono principalmente:

- alla liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas;
- alla cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale delle società messicane rientranti nel "Progetto Kino";
- alla vendita della società Enel Green Power Uruguay proprietaria del parco eolico di Melowind;
- alla cessione della società Enel Green Power Finale Emilia a F2i.

L'analoga voce nel 2017 ammonta a 900 milioni di euro e include la cessione dei parchi eolici di Caney River e Rocky Ridge in Nord America.

La liquidità assorbita dalle altre attività di investimento/disinvestimento nel 2018, pari a 83 milioni di euro, è essenzialmente correlata:

- all'acquisizione del 21% di Zacapa Topco Srl, società veicolo nella quale è confluito il 100% di Ufinet International (150 milioni di euro);
- al versamento in conto capitale a favore della società OpEn Fiber;
- alla cessione a F2i SGR della quota pari al 50% nella joint venture EF Solare Italia (214 milioni di euro).

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 1.636 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2017 ne aveva assorbita per 1.646 milioni di euro. Il flusso dell'esercizio 2018 è sostanzialmente relativo all'incremento dell'indebitamento finanziario netto per 3.210 milioni di euro (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) e al pagamento dei dividendi per 3.444 milioni di euro.

A tali effetti si aggiungono le maggiori uscite relative a operazioni su non controlling interest per 1.402 milioni di euro da riferire sostanzialmente all'OPA lanciata da Enel Chile sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute dai soci di minoranza.

Nel 2018, pertanto, il cash flow generato dall'attività operativa per 11.075 milioni di euro ha solo in parte fronteggiato il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento

pari a 1.636 milioni di euro e da attività di investimento pari a 9.661 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2018 risulta pari a 407 milioni di euro a fronte di 1.205 milioni di euro di fine 2017. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 185 milioni di euro.



Risultati economici per area di attività

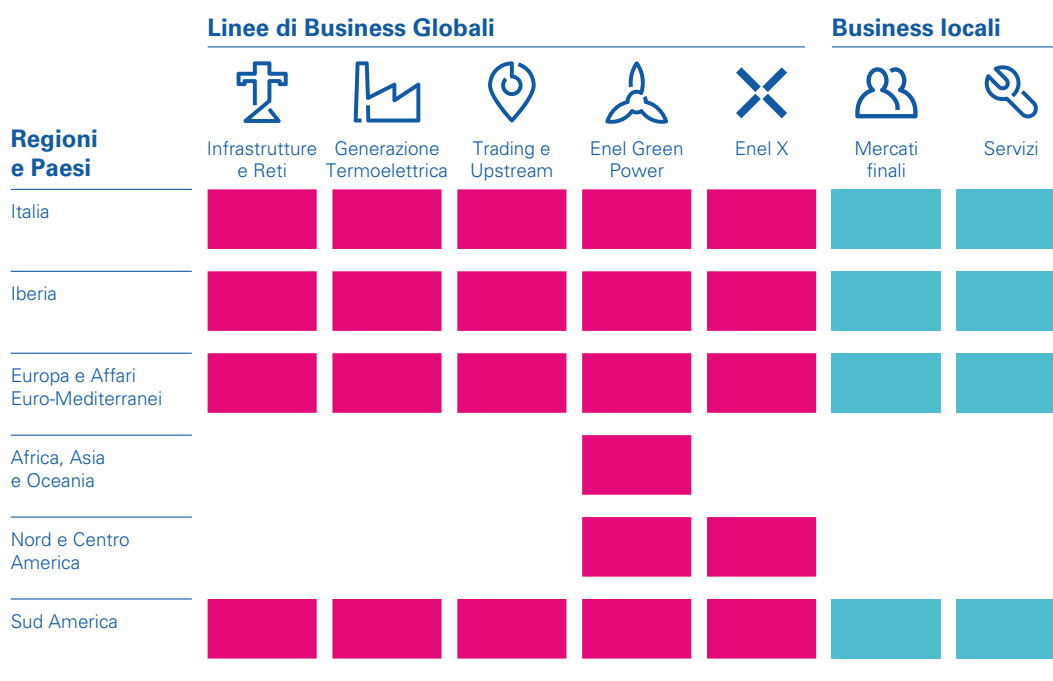
La rappresentazione dei risultati economici per area di attività è effettuata in base all’approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato descritto in precedenza.

In particolare, tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di “management approach”, l’avvento della nuova Linea di Business Enel X ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l’analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dal 31 marzo 2018. Nel dettaglio, i risultati per settore di attività inclusi nella presente Relazione finanziaria annuale sono costruiti identificando come “reporting segment

primario” la vista per Regioni e Paesi. Si segnala, infine, che sulla base dei criteri determinati dall’IFRS 8 si è anche tenuto conto della possibilità di semplificazione espositiva derivante dai limiti di significatività stabiliti dal medesimo principio contabile internazionale e, pertanto:

- “Generazione Termoelettrica” e “Trading e Upstream” sono presentati unitariamente dato il forte grado di interazione e interdipendenza tra le due filiere;
 - la voce “Altro, elisioni e rettifiche”, oltre a includere gli effetti derivanti dalla elisione dei rapporti economici inter-settoriali, accoglie i dati relativi alla Holding Enel SpA.
- La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.

Holding



Il modello organizzativo, che continua a essere basato su una struttura matriciale articolata in Linee di Business prevede, come novità principali, l’integrazione delle varie società appartenenti al Gruppo Enel Green Power nelle

varie Linee di Business per area geografica, includendo funzionalmente anche le attività idroelettriche (c.d. “Large Hydro”) che formalmente sono, tuttora, in capo alle società di generazione termoelettrica, e una definizione delle aree

geografiche (Italia, Iberia, Europa e Affari Euro-Mediterranei, Sud America, Nord e Centro America, Africa, Asia e Oceania, Central/Holding). Inoltre, la nuova struttura di bu-

siness è ripartita nel seguente modo: Generazione Termoelettrica, Trading, Infrastrutture e Reti, Enel Green Power, Enel X, Retail, Servizi e Holding.

Risultati per area di attività del 2018 e del 2017

Risultati 2018 ⁽¹⁾

Millioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	37.411	19.413	14.687	2.349	1.438	100	274	75.672
Ricavi intersettoriali	987	79	55	12	-	1	(1.134)	-
Totale ricavi	38.398	19.492	14.742	2.361	1.438	101	(860)	75.672
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	410	64	2	(1)	8	-	-	483
Margine operativo lordo	7.304	3.558	4.370	516	708	54	(159)	16.351
Ammortamenti e impairment	2.806	1.834	1.394	96	254	44	23	6.451
Risultato operativo	4.498	1.724	2.976	420	454	10	(182)	9.900
Investimenti	2.479 ⁽²⁾	1.433	2.246	390	1.373 ⁽³⁾	142	89	8.152

(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 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 375 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2017 ⁽¹⁾

Millioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	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 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".





Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente alle Linee di Business 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 Linea di Business.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Business locali						Generazione Termoelettrica e Trading			Infrastrutture e Reti		
	Mercati finali			Servizi			2018	2017	2018-2017	2018	2017	2018-2017
	2018	2017	2018-2017	2018	2017	2018-2017						
Italia	2.233	2.007	226	119	96	23	22	239	(217)	3.679	3.467	212
Iberia	676	467	209	80	38	42	425	783	(358)	1.965	2.086	(121)
Sud America	-	-	-	(104)	(87)	(17)	469	687	(218)	1.921	1.687	234
Argentina	-	-	-	(1)	(1)	-	142	116	26	157	140	17
Brasile	-	-	-	(42)	(39)	(3)	7	119	(112)	915	644	271
Cile	-	-	-	(61)	(47)	(14)	124	281	(157)	247	237	10
Colombia	-	-	-	-	-	-	51	43	8	406	461	(55)
Perù	-	-	-	-	-	-	145	128	17	196	205	(9)
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Europa e Affari Euro-Mediterranei	12	(42)	54	1	5	(4)	233	269	(36)	152	166	(14)
Romania	12	(42)	54	1	2	(1)	-	2	(2)	152	166	(14)
Russia	-	-	-	-	3	(3)	233	267	(34)	-	-	-
Slovacchia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord e Centro America	-	8	(8)	-	-	-	(6)	-	(6)	-	-	-
Stati Uniti e Canada	-	8	(8)	-	-	-	(6)	-	(6)	-	-	-
Messico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Panama	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Africa, Asia e Oceania	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sudafrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
India	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altro	-	-	-	(11)	-	(11)	(26)	(15)	(11)	(20)	(28)	8
Totale	2.921	2.440	481	85	52	33	1.117	1.963	(846)	7.697	7.378	319

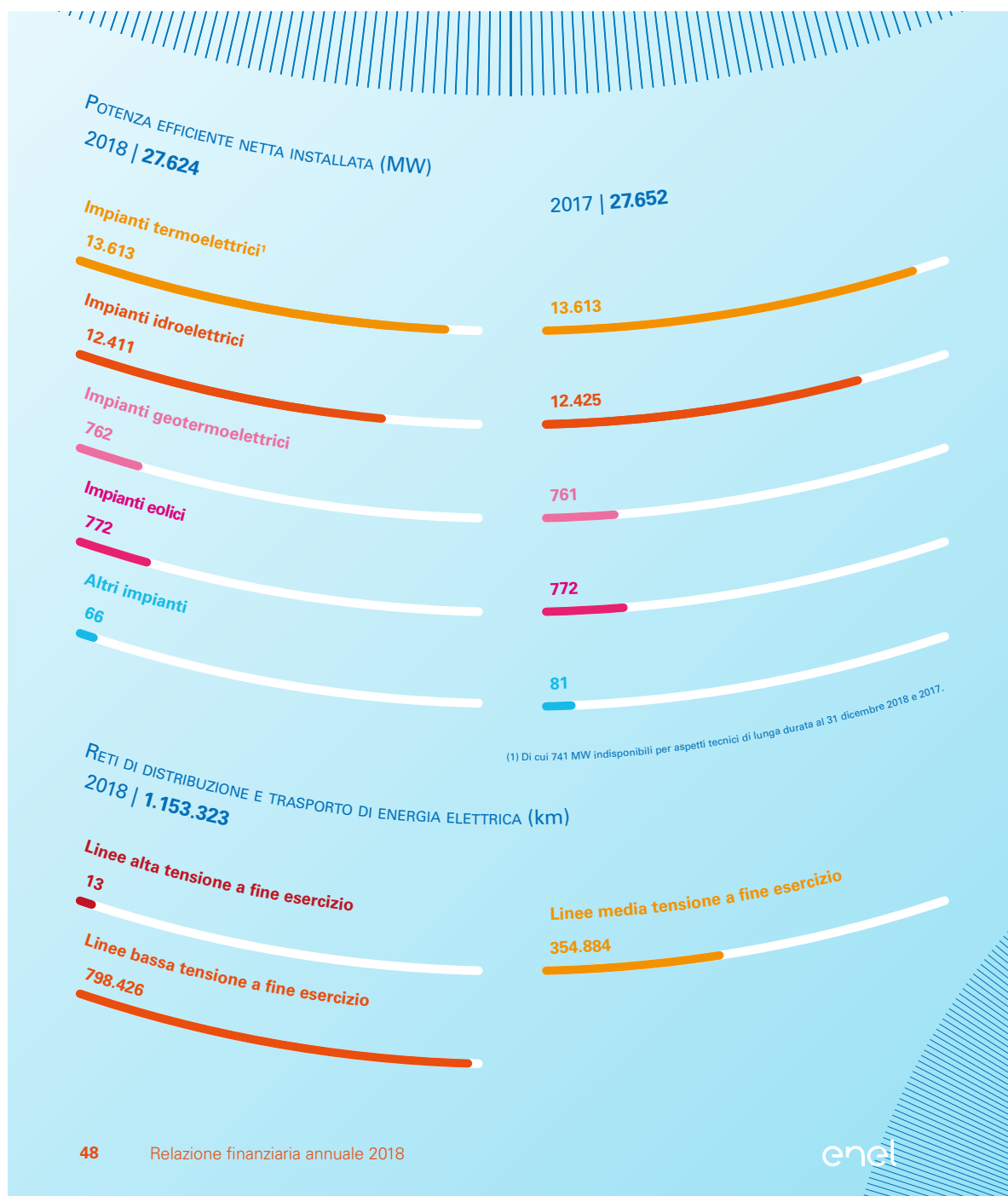
Linee di Business Globali

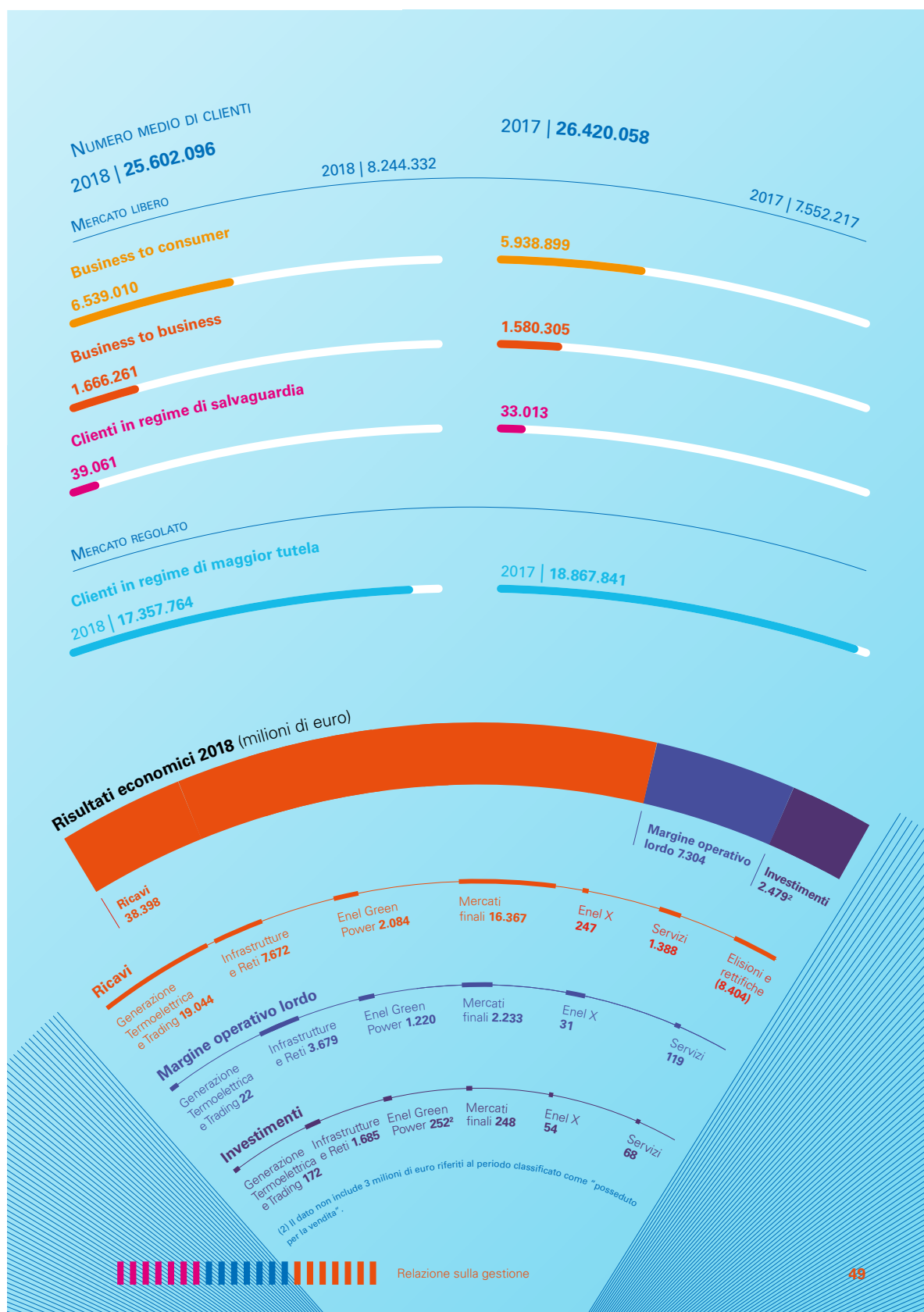
Enel Green Power			Enel X			Altro			Totale		
2018	2017	2018-2017	2018	2017	2018-2017	2018	2017	2018-2017	2018	2017	2018-2017
1.220	1.054	166	31	-	31	-	-	-	7.304	6.863	441
361	199	162	51	-	51	-	-	-	3.558	3.573	(15)
2.028	1.917	111	56	-	56	-	-	-	4.370	4.204	166
46	32	14	-	-	-	-	-	-	344	287	57
395	284	111	-	-	-	-	-	-	1.275	1.008	267
877	888	(11)	19	-	19	-	-	-	1.206	1.359	(153)
544	557	(13)	37	-	37	-	-	-	1.038	1.061	(23)
156	147	9	-	-	-	-	-	-	497	480	17
10	9	1	-	-	-	-	-	-	10	9	1
115	145	(30)	3	-	3	-	-	-	516	543	(27)
62	104	(42)	3	-	3	-	-	-	230	232	(2)
(1)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	232	270	(38)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
54	41	13	-	-	-	-	-	-	54	41	13
711	751	(40)	3	-	3	-	-	-	708	759	(51)
398	400	(2)	3	-	3	-	-	-	395	408	(13)
140	98	42	-	-	-	-	-	-	140	98	42
113	101	12	-	-	-	-	-	-	113	101	12
60	152	(92)	-	-	-	-	-	-	60	152	(92)
58	57	1	(4)	-	(4)	-	-	-	54	57	(3)
54	53	1	(4)	-	(4)	-	-	-	50	53	(3)
9	8	1	-	-	-	-	-	-	9	8	1
(5)	(4)	(1)	-	-	-	-	-	-	(5)	(4)	(1)
115	(76)	191	(16)	-	(16)	(201)	(227)	26	(159)	(346)	187
4.608	4.047	561	124	-	124	(201)	(227)	26	16.351	15.653	698





Italia







Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017	
Termoelettrica	27.757	32.421	(4.664)	-14,4%
Idroelettrica	18.395	14.025	4.370	31,2%
Geotermoelettrica	5.667	5.758	(91)	-1,6%
Eolica	1.289	1.188	101	8,5%
Altre fonti	124	126	(2)	-1,6%
Totale produzione netta	53.232	53.518	(286)	-0,5%

Nel 2018 la produzione netta di energia elettrica ammonta a 53.232 milioni di kWh, registrando un decremento dello 0,5% pari a 286 milioni di kWh rispetto al 2017. L'incremento della produzione idroelettrica (per 4.370 milioni di kWh) è riferibile essenzialmente al miglioramento delle condizioni di idraulicità rispetto all'esercizio precedente, cui

si aggiunge la maggiore produzione eolica per 101 milioni di kWh. Tali fenomeni hanno comportato una riduzione della produzione termoelettrica (per 4.664 milioni di kWh) e il minor ricorso alla produzione geotermoelettrica per 91 milioni di kWh.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh

	2018		2017		2018-2017	
Olio combustibile	-	-	10	-	(10)	-
Gas naturale	7.097	23,5%	8.396	23,9%	(1.299)	-15,5%
Carbone	22.534	74,7%	26.139	74,5%	(3.605)	-13,8%
Altri combustibili	555	1,8%	534	1,6%	21	3,9%
Totale	30.186	100,0%	35.079	100,0%	(4.893)	-13,9%

La produzione termoelettrica lorda del 2018 si attesta a 30.186 milioni di kWh, registrando un decremento di 4.893 milioni di kWh (-13,9%) rispetto al 2017. Il calo relativo all'intero mix di combustibili utilizzati è riconducibile alla minore

competitività sul mercato delle commodity carbone e gas, nonché all'incremento della produzione da fonte idroelettrica che ha reso meno favorevole il ricorso alla produzione termoelettrica.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Impianti termoelettrici ⁽¹⁾	13.613	13.613	-	-
Impianti idroelettrici	12.411	12.425	(14)	-0,1%
Impianti geotermoelettrici	762	761	1	-
Impianti eolici	772	772	-	-
Altri impianti	66	81	(15)	-18,5%
Totale potenza efficiente netta	27.624	27.652	(28)	-0,1%

(1) Di cui 741 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata al 31 dicembre 2018 e 2017.

La potenza efficiente netta nel 2018 si attesta a 27.624 MW e registra un decremento di 28 MW rispetto all'esercizio precedente. La variazione riflette principalmente il pas-

saggio degli impianti idroelettrici di Tirso 1 e Tirso 2 alla Regione Autonoma della Sardegna.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2018	2017	2018-2017	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	13	13	-	-
Linee media tensione a fine esercizio (km)	354.884	353.808	1.076	0,3%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	798.426	795.397	3.029	0,4%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	1.153.323	1.149.218	4.105	0,4%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)⁽¹⁾	227.660	228.461	(801)	-0,4%

(1) Il dato del 2017 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel 2018 registra un decremento di 801 milioni di kWh (-0,4%), passan-

do da 228.461 milioni di kWh del 2017 a 227.660 milioni di kWh del 2018.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017	
Mercato libero:				
- business to consumer	13.331	12.475	856	6,9%
- business to business	49.141	44.735	4.406	9,8%
- clienti in regime di salvaguardia	2.028	2.052	(24)	-1,2%
Totale mercato libero	64.500	59.262	5.238	8,8%
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	39.818	43.958	(4.140)	-9,4%
TOTALE	104.318	103.220	1.098	1,1%

L'energia venduta nel 2018 è pari a 104.318 milioni di kWh, con un incremento complessivo di 1.098 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

	2018	2017	2018-2017	
Mercato libero:				
- business to consumer	6.539.010	5.938.899	600.111	10,1%
- business to business	1.666.261	1.580.305	85.956	5,4%
- clienti in regime di salvaguardia	39.061	33.013	6.048	18,3%
Totale mercato libero	8.244.332	7.552.217	692.115	9,2%
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	17.357.764	18.867.841	(1.510.077)	-8,0%
TOTALE	25.602.096	26.420.058	(817.962)	-3,1%





Vendite di gas naturale

Milioni di m³

	2018	2017	2018-2017	
Business to consumer	2.947	2.910	37	1,3%
Business to business	1.814	1.901	(87)	-4,6%
Totale	4.761	4.811	(50)	-1,0%

Il gas venduto nel 2018 è pari a 4.761 milioni di metri cubi, con un decremento di 50 milioni di metri cubi rispetto all'e-

servizio precedente riferibile essenzialmente alle vendite a clienti business.

Risultati economici

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Ricavi	38.398	38.781	(383)	-1,0%
Margine operativo lordo	7.304	6.863	441	6,4%
Risultato operativo	4.498	4.470	28	0,6%
Investimenti	2.479 ⁽¹⁾	1.812	667	36,8%

(1) Il dato non include 3 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 2018.

Ricavi

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Generazione Termoelettrica e Trading	19.044	19.919	(875)	-4,4%
Infrastrutture e Reti	7.672	7.584	88	1,2%
Enel Green Power	2.084	1.822	262	14,4%
Mercati finali	16.367	16.256	111	0,7%
Enel X	247	-	247	-
Servizi	1.388	1.314	74	5,6%
Elisioni e rettifiche	(8.404)	(8.114)	(290)	-3,6%
Totale	38.398	38.781	(383)	-1,0%

I **ricavi** del 2018 ammontano a 38.398 milioni di euro, registrando un decremento di 383 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017 (-1,0%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

→ minori ricavi da attività di **Generazione Termoelettrica e Trading** per 875 milioni di euro (-4,4%) rispetto al 2017.

Tale decremento è prevalentemente riconducibile a:

- minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 863 milioni di euro, correlati essenzialmente al decremento delle quantità intermedie (-42,5 TWh) di proprietary trading svolte sulle Borse europee dell'energia elettrica (in particola-

re in Francia e Germania), pur in presenza di un regime di prezzi crescenti;

- minori ricavi da vendita di energia elettrica per 333 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 (952 milioni di euro), solo parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (188 milioni di euro), nonché dalle maggiori vendite al business Mercati finali dell'Italia;
- maggiori ricavi per vendite di combustibili, essenzial-

- mente gas, sui mercati all'ingrosso nazionali e internazionali, per 353 milioni di euro;
- maggiori ricavi relativi a corrispettivi riconosciuti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica per 103 milioni di euro, principalmente riferibili al reintegro dei costi delle unità essenziali;
 - maggiori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO₂ per 26 milioni di euro a seguito dei prezzi crescenti delle quote;
- maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 88 milioni di euro (+1,2%), riferibili sostanzialmente:
- all'iscrizione di un provento pari a 146 milioni di euro, ai sensi della delibera ARERA n. 50/2018/R/eel, riferito al reintegro effettuato da parte della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per gli oneri di sistema versati e non riscossi;
 - alla rilevazione del corrispettivo, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas;
 - ai maggiori contributi di connessione (92 milioni di euro);
 - ai maggiori ricavi relativi alla modifica regolatoria n. 654/2015 ARERA (c.d. "lag regolatorio") per 60 milioni di euro, compensati dai minori ricavi tariffari (27 milioni di euro) a seguito della riduzione delle tariffe di distribuzione e misura e dall'effetto negativo di partite pregresse (72 milioni di euro). Queste ultime sono relative alla pubblicazione delle tariffe di riferimento per gli anni 2016 e 2017, nonché alle perequazioni perdite di rete;
 - alla riduzione dei contributi dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 196 milioni di euro) a seguito dei minori volumi acquistati e della riduzione del contributo unitario rispetto al 2017;
- alla riduzione dei ricavi per vendita di contatori elettronici ad altre società del Gruppo (60 milioni di euro);
- maggiori ricavi da generazione della Linea di Business **Enel Green Power** per 262 milioni di euro (+14,4%) per effetto dei maggiori prezzi medi di vendita e delle maggiori quantità prodotte;
- maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 111 milioni di euro (+0,7%), connessi essenzialmente:
- all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 765 milioni di euro, connesso alle maggiori quantità vendute (+5,2 TWh) principalmente ai clienti business;
 - ai maggiori ricavi per vendita di gas naturale ai clienti finali per 52 milioni di euro da riferire all'incremento dei prezzi medi;
 - al decremento dei ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 318 milioni di euro, a seguito del decremento dei ricavi tariffari connessi al decremento delle quantità vendute (-4,1 TWh) e del numero dei clienti, nonché alla riduzione dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione;
 - al decremento dei contributi di connessione per 205 milioni di euro a seguito dell'applicazione del nuovo principio IFRS 15 che ha determinato la rilevazione dei soli contributi di competenza del venditore;
 - a una riduzione dei ricavi (198 milioni di euro) da riferire alla cessione di Enel Sole ed Enel.si alla nuova Linea di Business dedicata allo sviluppo dei servizi a valore aggiunto;
- maggiori ricavi per servizi a valore aggiunto per 247 milioni di euro da riferire sostanzialmente alla già citata variazione di perimetro della nuova Linea di Business **Enel X**.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Generazione Termoelettrica e Trading	22	239	(217)	-90,8%
Infrastrutture e Reti	3.679	3.467	212	6,1%
Enel Green Power	1.220	1.054	166	15,7%
Mercati finali	2.233	2.007	226	11,3%
Enel X	31	-	31	-
Servizi	119	96	23	24,0%
Totale	7.304	6.863	441	6,4%





Il **marginale operativo lordo** del 2018 si attesta a 7.304 milioni di euro, con un incremento di 441 milioni di euro rispetto al 2017 (+6,4%). In particolare, la variazione è riferibile sostanzialmente:

- al minor margine da **Generazione Termoelettrica e Trading** per 217 milioni di euro, dovuto sostanzialmente alla contrazione della produzione termoelettrica e all'incremento dei costi di acquisto del gas a seguito dell'aumento dei prezzi medi;
- al maggior margine di **Infrastrutture e Reti** per 212 milioni di euro (+6,1%) sostanzialmente riconducibile:
 - all'iscrizione di un provento pari a 146 milioni di euro, ai sensi della delibera ARERA n. 50/2018/R/eel, riferito al reintegro effettuato da parte della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per gli oneri di sistema versati e non riscossi;
 - alla rilevazione del corrispettivo, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas, già commentato nei ricavi;
 - al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 11 milioni di euro, connesso principalmente alla riduzione delle tariffe nonché all'effetto negativo di partite pregresse già commentate nei ricavi;
 - al minor margine sui Titoli di Efficienza Energetica per 27 milioni di euro;
 - ai maggiori costi operativi connessi principalmente

all'acquisto di materiali da destinare alla realizzazione del progetto Resilienza connesso al miglioramento o al mantenimento della qualità del servizio;

- al maggior margine da generazione della Linea di Business **Enel Green Power** per 166 milioni di euro, per effetto delle maggiori quantità prodotte e vendute a prezzi medi crescenti rispetto all'esercizio precedente;
- all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 226 milioni di euro (+11,3%), prevalentemente riferibile a:
 - un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 282 milioni di euro, connesso prevalentemente alla riduzione dei costi per agenzie e teleseller per effetto dell'applicazione dell'IFRS 15 che ne prevede la capitalizzazione ove siano incrementativi della base clienti;
 - un decremento del margine sul mercato regolato dell'energia per 20 milioni di euro, da attribuire sostanzialmente al decremento delle quantità vendute nonché alla diminuzione dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione;
 - una riduzione del margine per 41 milioni di euro da riferire alla già citata variazione di perimetro;
- all'incremento del margine per servizi a valore aggiunto per 31 milioni di euro della Linea di Business **Enel X**.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Generazione Termoelettrica e Trading	(247)	-	(247)	-
Infrastrutture e Reti	2.508	2.319	189	8,2%
Enel Green Power	828	745	83	11,1%
Mercati finali	1.379	1.361	18	1,3%
Enel X	(9)	-	(9)	-
Servizi	39	45	(6)	-13,3%
Totale	4.498	4.470	28	0,6%

Il **risultato operativo** si attesta a 4.498 milioni di euro e, scontando maggiori ammortamenti e impairment per 413 milioni di euro, registra un incremento di 28 milioni di euro rispetto ai 4.470 milioni di euro registrati nel 2017.

L'incremento degli ammortamenti e impairment è riferito sostanzialmente:

- a maggiori ammortamenti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 15 in considerazione della capitalizzazione dei contract cost (103 milioni di euro);

→ alle svalutazioni dell'impianto di rigassificazione del GNL di Nuove Energie (24 milioni di euro), dell'impianto termoelettrico di Bastardo (20 milioni di euro) e dell'impianto solare CIS Interporto Campano (55 milioni di euro);

→ alla svalutazione delle immobilizzazioni immateriali connesse alla cessazione del progetto di Bioenergy Casei Gerola;

→ agli impairment sui crediti commerciali prevalentemente sui Mercati finali.

Tali effetti sono stati in parte compensati dai minori ammortamenti prevalentemente in e-distribuzione (94 milioni di euro) a seguito di uno studio del livello di performance operativa degli impianti di distribuzione, supportato da appositi advisor tecnici, a valle del quale è stata ritenuta

ragionevole la previsione di allungamento delle vite economico-tecniche di alcune componenti degli impianti di distribuzione rispetto alle previsioni formulate in anni precedenti.

Investimenti

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Generazione Termoelettrica e Trading	172	115	57	49,6%
Infrastrutture e Reti	1.685	1.275	410	32,2%
Enel Green Power	252 ⁽¹⁾	227	25	11,0%
Mercati finali	248	139	109	78,4%
Enel X	54	-	54	-
Servizi	68	56	12	21,4%
Totale	2.479	1.812	667	36,8%

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

Gli **investimenti** del 2018 ammontano a 2.479 milioni di euro, in aumento di 667 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente. In particolare, tale variazione è attribuibile a:

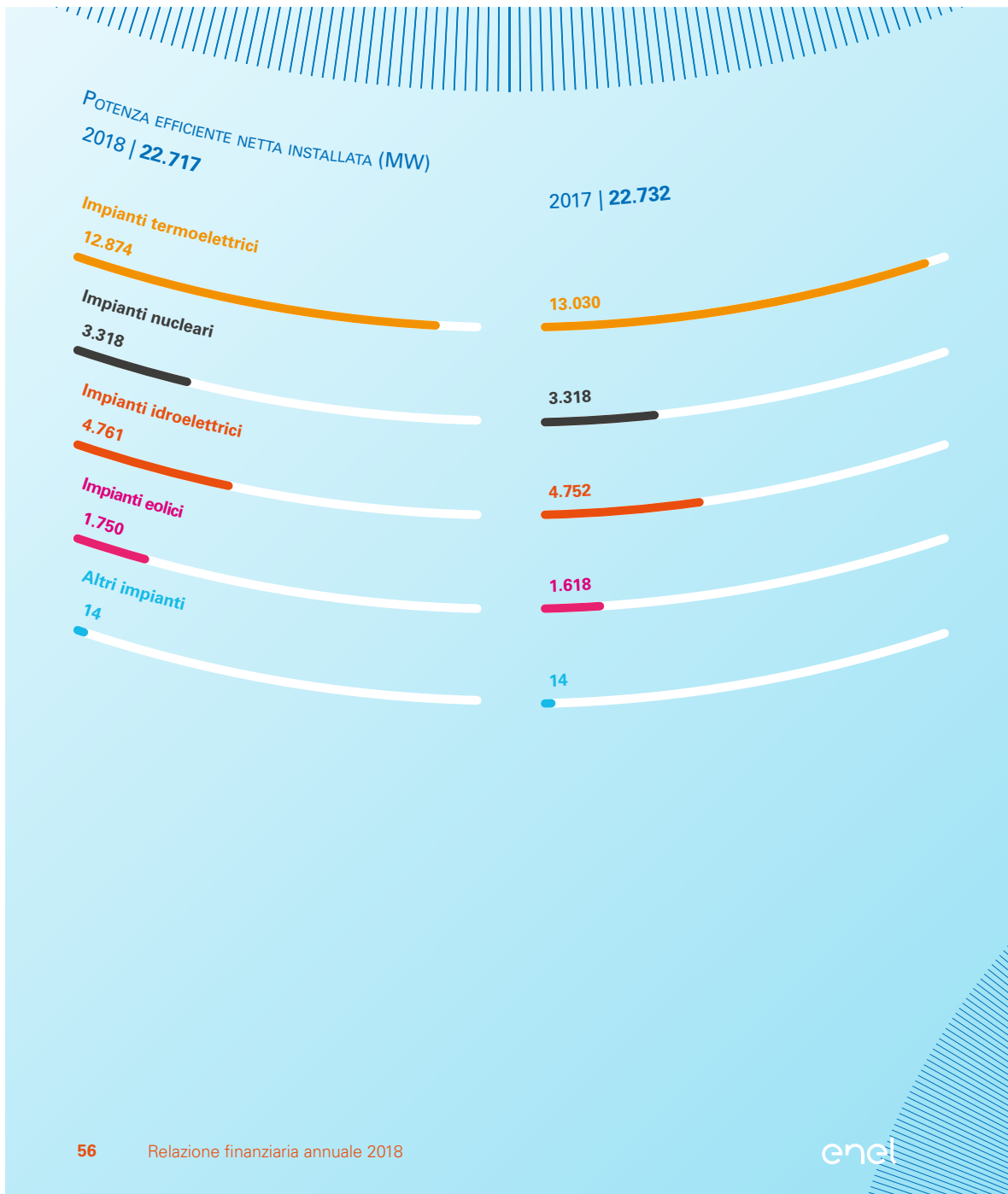
- maggiori investimenti di **Infrastrutture e Reti**, pari a 410 milioni di euro, connessi principalmente alle attività relative alla sostituzione dei contatori elettronici per la realizzazione del piano Open Meter;
- maggiori investimenti dei **Mercati finali** per 109 milioni

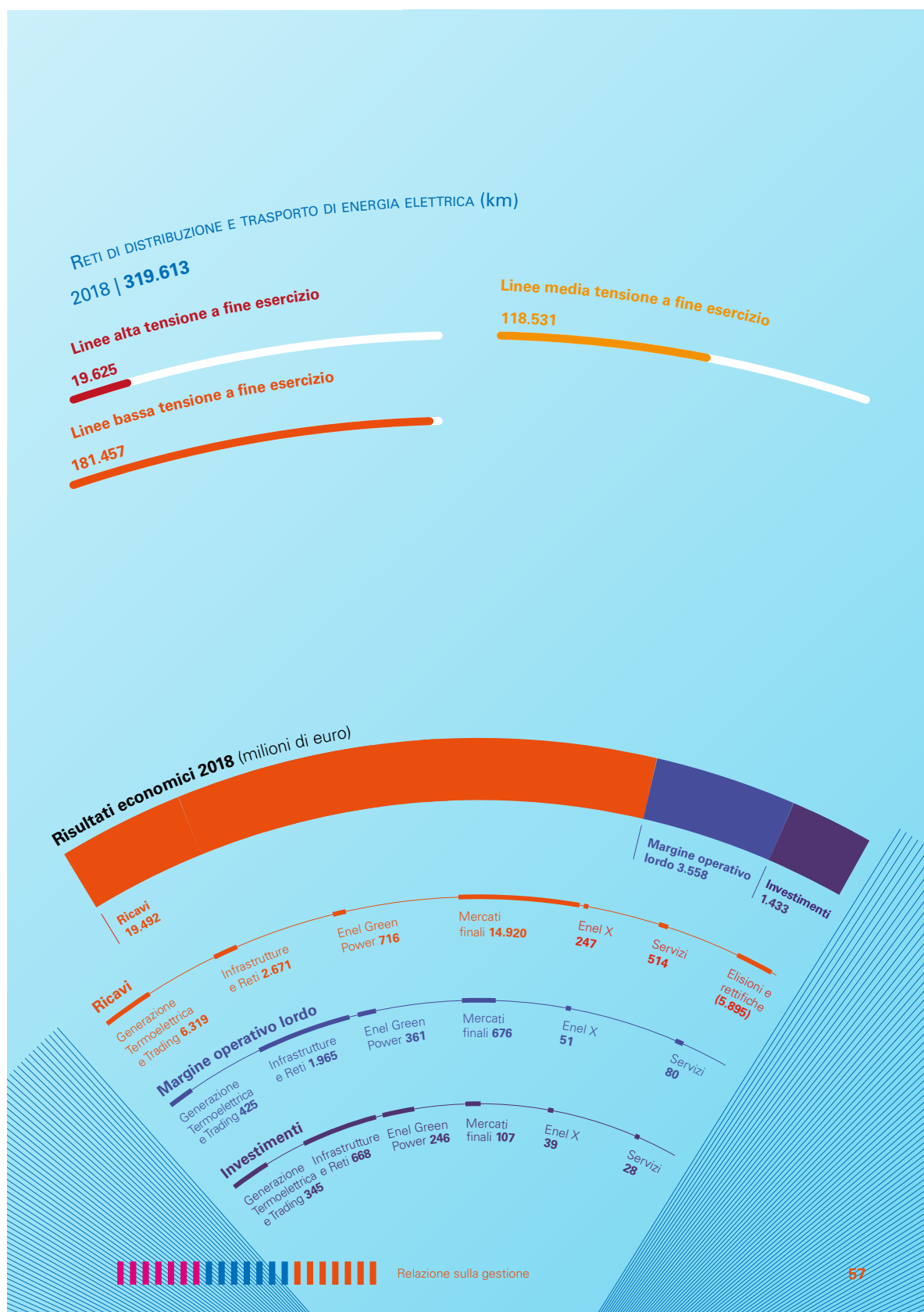
di euro a seguito della capitalizzazione dei costi per agenzia e teleseller come "contract cost";

- maggiori investimenti di **Generazione Termoelettrica e Trading** per 57 milioni di euro;
- maggiori investimenti in attività della Linea di Business **Enel Green Power** per 25 milioni di euro, da riferire principalmente ai maggiori investimenti in impianti solari;
- maggiori investimenti della Linea di Business **Enel X** per 54 milioni di euro.



Iberia







Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017	
Termoelettrica	37.954	43.754	(5.800)	-13,3%
Nucleare	24.067	26.448	(2.381)	-9,0%
Idroelettrica	8.459	5.038	3.421	67,9%
Eolica	3.688	3.351	337	10,1%
Altre fonti	25	27	(2)	-7,4%
Totale produzione netta	74.193	78.618	(4.425)	-5,6%

La produzione netta di energia elettrica in Iberia nel 2018 è pari a 74.193 milioni di kWh, con un decremento di 4.425 milioni di kWh rispetto al 2017. Tale decremento trova riscontro nella minore produzione termoelettrica e

nucleare, in parte compensata dalla maggiore produzione idroelettrica ed eolica, e nella riduzione della domanda di energia elettrica.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh

	2018		2017		2018-2017	
Olio combustibile	5.770	8,9%	6.319	8,6%	(549)	-8,7%
Gas naturale	6.907	10,6%	9.750	13,2%	(2.843)	-29,2%
Carbone	23.340	35,9%	26.156	35,5%	(2.816)	-10,8%
Combustibile nucleare	25.031	38,5%	27.542	37,4%	(2.511)	-9,1%
Altri combustibili	3.947	6,1%	3.865	5,3%	82	2,1%
Totale	64.995	100,0%	73.632	100,0%	(8.637)	-11,7%

La produzione termoelettrica lorda del 2018 è pari a 64.995 milioni di kWh e registra un decremento di 8.637 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. Relativamente al

mix impiegato si rileva un decremento in tutte le tipologie di combustibili, soprattutto del gas naturale e del carbone.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Impianti termoelettrici	12.874	13.030	(156)	-1,2%
Impianti nucleari	3.318	3.318	-	-
Impianti idroelettrici	4.761	4.752	9	0,2%
Impianti eolici	1.750	1.618	132	8,2%
Altri impianti	14	14	-	-
Totale potenza efficiente netta	22.717	22.732	(15)	-0,1%

La potenza efficiente netta del 2018 è pari a 22.717 MW e registra un decremento di 15 MW rispetto all'esercizio precedente, prevalentemente per effetto della dismissione degli impianti a ciclo combinato e carbone/olio combustibile

di Teruel, Compostilla e Alcúdia o di parte di essi, in gran parte compensato dall'incremento della potenza installata in impianti eolici a seguito dell'acquisizione di Parques Eólicos Gestiver.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2018	2017	2018-2017	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	19.625	19.560	65	0,3%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	118.531	117.886	645	0,5%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	181.457	180.336	1.121	0,6%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	319.613	317.782	1.831	0,6%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) ⁽¹⁾	124.714	126.360	(1.646)	-1,3%

(1) Il dato del 2017 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata nel 2018 è pari a 124.714 milioni di kWh e registra un decremento di 1.646 milioni di kWh, sostanzialmente in linea con l'andamento della domanda.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017	
Mercato libero	76.772	83.036	(6.264)	-7,5%
Mercato regolato	12.867	13.477	(610)	-4,5%
Totale	89.639	96.513	(6.874)	-7,7%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel 2018 sono pari a 89.639 milioni di kWh, con un decremento di 6.874 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2017.

Risultati economici

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Ricavi	19.492	19.994	(502)	-2,5%
Margine operativo lordo	3.558	3.573	(15)	-0,4%
Risultato operativo	1.724	1.842	(118)	-6,4%
Investimenti	1.433	1.105	328	29,7%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel 2018.

Ricavi

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Generazione Termoelettrica e Trading	6.319	6.233	86	1,4%
Infrastrutture e Reti	2.671	2.786	(115)	-4,1%
Enel Green Power	716	497	219	44,1%
Mercati finali	14.920	15.798	(878)	-5,6%
Enel X	247	-	247	-
Servizi	514	475	39	8,2%
Elisioni e rettifiche	(5.895)	(5.795)	(100)	1,7%
Totale	19.492	19.994	(502)	-2,5%

I ricavi del 2018 registrano un decremento di 502 milioni di euro, per effetto di: → minori ricavi sui **Mercati finali** per 878 milioni di euro a seguito di minori quantità vendute sia sul mercato regola-





to (-123 milioni di euro) sia sul mercato libero (-747 milioni di euro), nonché per effetto di una riduzione delle vendite dei servizi a valore aggiunto per 235 milioni di euro, trasferite alla nuova Linea di Business Enel X; tali riduzioni sono in parte compensate dai maggiori ricavi relativi alla commodity gas per 229 milioni di euro che trova riscontro nell'incremento delle quantità vendute;

- maggiori ricavi da **Generazione Termoelettrica e Trading** per 86 milioni di euro, prevalentemente connessi all'aumento delle vendite di gas, in gran parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica del Paese e che trovano pertanto riscontro anche nelle elisioni. A tali effetti si aggiungono le maggiori compensazioni ricevute a fronte dei costi sostenuti per garantire la generazione di energia elettrica nel territorio extrapenninsulare e la plusvalenza generata dalla contribuzione in natura all'aumento di capitale di Front Marítim del Besòs SL. La riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica compensa parzialmente i suddetti effetti positivi;

- un incremento di 219 milioni di euro dei ricavi da generazione della Linea di Business **Enel Green Power**, legato alle maggiori quantità vendute, coerenti con la maggiore produzione da fonte idroelettrica soprattutto per la maggior idraulicità rispetto al 2017, nonché alle variazioni di perimetro dovute agli acquisti di Parques Eólicos Gestiver e di altre società minori di generazione eolica; anche in questo caso parte di tali ricavi è verso società di commercializzazione dell'energia e pertanto trova riscontro nelle elisioni;
- un decremento di 115 milioni di euro dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**, sostanzialmente a seguito dei minori contributi per connessione alla rete come conseguenza dell'applicazione del principio contabile IFRS 15;
- maggiori ricavi di **Enel X** per 247 milioni di euro, da riferirsi prevalentemente alle vendite dei servizi a valore aggiunto che nel 2017 erano appannaggio delle società di commercializzazione.

Margine operativo lordo

Millioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Generazione Termoelettrica e Trading	425	783	(358)	-45,7%
Infrastrutture e Reti	1.965	2.086	(121)	-5,8%
Enel Green Power	361	199	162	81,4%
Mercati finali	676	467	209	44,8%
Enel X	51	-	51	-
Servizi	80	38	42	-
Totale	3.558	3.573	(15)	-0,4%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 3.558 milioni di euro, con un decremento di 15 milioni di euro rispetto al 2017, a seguito di:

- un decremento del margine su **Infrastrutture e Reti**, pari a 121 milioni di euro, che risente dei sopracitati minori ricavi per connessioni cui si associa un lieve incremento dei costi per servizi e materiali;
- un maggior margine operativo lordo sui **Mercati finali** per 209 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del significativo decremento dei costi di approvvigionamento e trasporto della commodity energia, che più che compensa la forte riduzione dei ricavi. A tale effetto si aggiunge una riduzione dei costi per commissioni di negoziazione contratti a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15 (70 milioni di euro) e dei costi per servizi a valore aggiunto rientranti a partire dal 2018 nel business di Enel X;
- un minor margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione Termoelettrica e Trading** per 358 milioni di euro, che risente del rimborso nel 2017 dei costi per il Buono Sociale (222 milioni di euro) oltre che dei maggiori costi di approvvigionamento del combustibile;
- un incremento del margine da generazione della Linea di Business **Enel Green Power** per 162 milioni di euro, dove i maggiori ricavi sopra commentati sono parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi, in particolare per canoni di derivazione acqua e oneri di accesso alla rete di trasmissione (incremento in linea con le maggiori quantità prodotte);
- un maggior margine per servizi a valore aggiunto per 51 milioni di euro relativo alla nuova Linea di Business **Enel X**.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Generazione Termoelettrica e Trading	(274)	191	(465)	-
Infrastrutture e Reti	1.220	1.367	(147)	-10,8%
Enel Green Power	208	12	196	-
Mercati finali	494	286	208	72,7%
Enel X	37	-	37	-
Servizi	39	(14)	53	-
Totale	1.724	1.842	(118)	-6,4%

Il **risultato operativo** del 2018, inclusivo di ammortamenti e impairment per 1.834 milioni di euro (1.731 milioni di euro nel 2017) è pari a 1.724 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al 2017, un decremento di 118 milioni di euro, per effetto, ol-

tre che di quanto già commentato sopra, dell'impairment di alcuni impianti della centrale di Alcúdia (82 milioni di euro) e dei maggiori ammortamenti, in particolare per i "contract cost" in applicazione dell'IFRS 15 (54 milioni di euro).

Investimenti

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Generazione Termoelettrica e Trading	345	295	50	16,9%
Infrastrutture e Reti	668	657	11	1,7%
Enel Green Power	246	65	181	-
Mercati finali	107	55	52	94,5%
Enel X	39	-	39	-
Servizi	28	33	(5)	-15,2%
Totale	1.433	1.105	328	29,7%

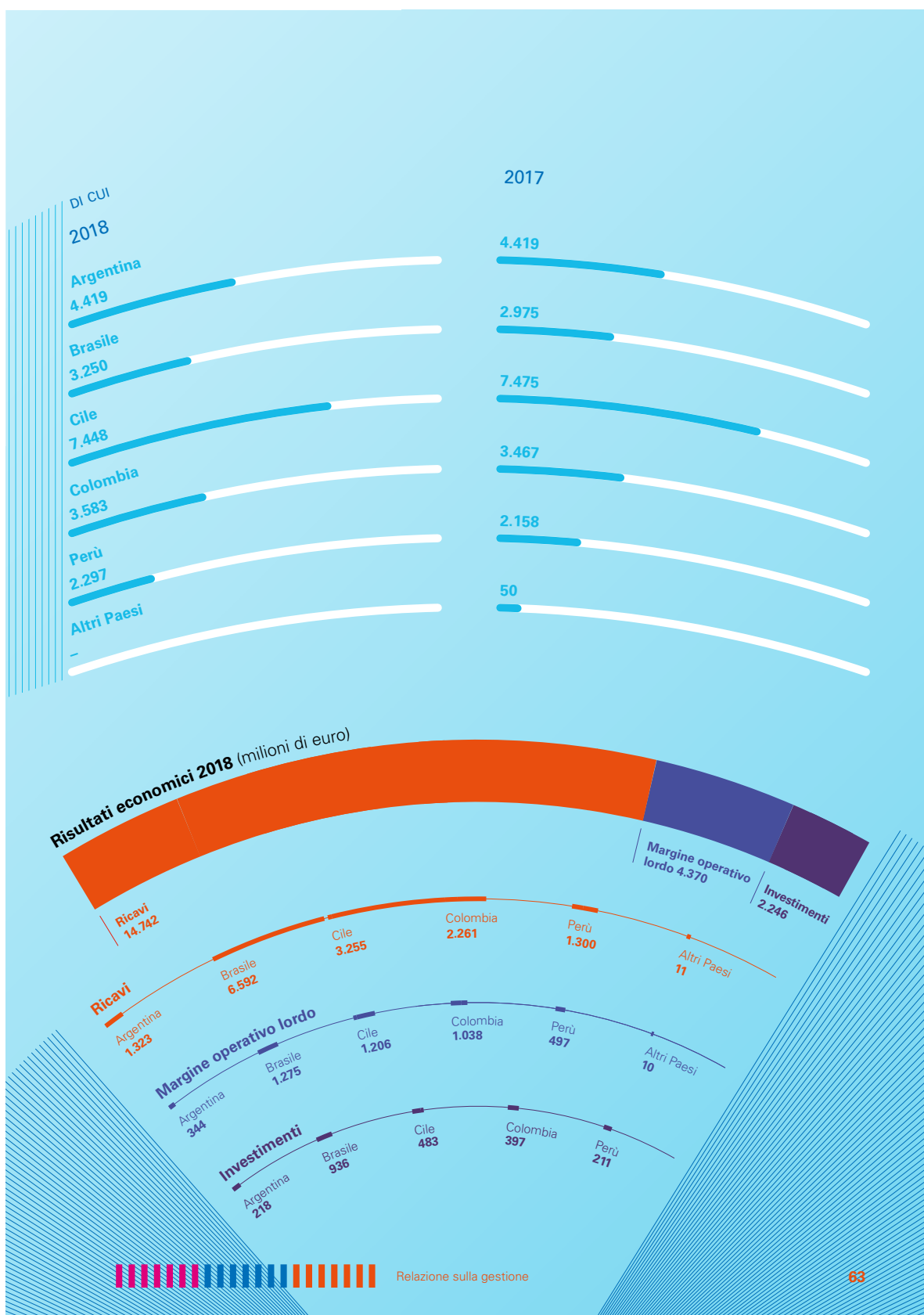
Gli **investimenti** ammontano a 1.433 milioni di euro, con un incremento di 328 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2018 si riferiscono soprattutto alla realizzazione di nuovi impianti eolici e fotovoltaici a seguito dell'aggiudicazione di progetti nel corso del 2017. Inoltre, si segnalano interventi sulla rete

di distribuzione per substazioni e trasformatori, interventi sulla linea e sostituzione degli apparati di misurazione, la capitalizzazione dei "contract cost" (70 milioni di euro) nei mercati finali, nonché i maggiori investimenti in Generazione e Trading relativi agli impianti nucleari di Ascó, Vandellós e Almaraz.



Sud America







Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017	
Termoelettrica	22.441	25.727	(3.286)	-12,8%
Idroelettrica	36.135	33.597	2.538	7,6%
Eolica	6.138	3.661	2.477	67,7%
Altre fonti	3.183	1.642	1.541	93,8%
Totale produzione netta	67.897	64.627	3.270	5,1%
- di cui Argentina	13.949	14.825	(876)	-5,9%
- di cui Brasile	9.840	7.161	2.679	37,4%
- di cui Cile	20.885	20.231	654	3,2%
- di cui Colombia	14.054	14.766	(712)	-4,8%
- di cui Perù	8.999	7.493	1.506	20,1%
- di cui altri Paesi	170	151	19	12,6%

La produzione netta realizzata nel 2018 è pari a 67.897 milioni di kWh, con un incremento di 3.270 milioni di kWh rispetto al 2017. Tale incremento è attribuibile principalmente:

- alla maggiore produzione da fonte eolica in Brasile e Perù, soprattutto per l'entrata in funzione di nuovi impianti;
- alla maggiore produzione da fonte idroelettrica, particolarmente concentrata in Cile, Brasile e Argentina a seguito delle più favorevoli condizioni di idraulicità che hanno caratterizzato tali Paesi nel periodo in esame, e per l'acquisizione, avvenuta a fine 2017, della centrale di Volta

Grande in Brasile e per l'entrata in esercizio agli inizi del 2018 di diversi impianti sempre in Brasile;

- alla maggiore produzione da fonte solare in Brasile, Cile e Perù, che riflette anche in questo caso l'aumento della potenza efficiente netta.

La riduzione della produzione da fonte termoelettrica, particolarmente concentrata in Cile, Argentina e Brasile dovuta all'indisponibilità degli impianti di Tarapacá, Costanera e Fortaleza, è stata in parte compensata dalla maggiore produzione rilevata in Perù.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh

	2018		2017		2018-2017	
Olio combustibile	316	1,4%	723	2,7%	(407)	-56,3%
Gas naturale	19.656	83,9%	21.669	81,2%	(2.013)	-9,3%
Carbone	2.986	12,7%	3.134	11,8%	(148)	-4,7%
Altri combustibili	468	2,0%	1.144	4,3%	(676)	-59,1%
Totale	23.426	100,0%	26.670	100,0%	(3.244)	-12,2%

La produzione termoelettrica lorda del 2018 è pari a 23.426 milioni di kWh e registra un decremento di 3.244 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. Tale fenomeno è

sostanzialmente connesso al minor impiego di combustibili tradizionali soprattutto in Argentina, Brasile, e Cile.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Impianti termoelettrici	7.734	7.773	(39)	-0,5%
Impianti idroelettrici	10.031	9.980	51	0,5%
Impianti eolici	1.616	1.362	254	18,6%
Altri impianti	1.616	1.429	187	13,1%
Totale potenza efficiente netta	20.997	20.544	453	2,2%
- di cui Argentina	4.419	4.419	-	-
- di cui Brasile	3.250	2.975	275	9,2%
- di cui Cile	7.448	7.475	(27)	-0,4%
- di cui Colombia	3.583	3.467	116	3,3%
- di cui Perù	2.297	2.158	139	6,4%
- di cui altri Paesi	-	50	(50)	-

La potenza efficiente netta del 2018 è pari a 20.997 MW e registra un incremento di 453 MW rispetto all'esercizio precedente sostanzialmente per effetto della maggiore capacità installata a fronte degli investimenti effettuati dal Gruppo.

L'aumento della capacità produttiva dipende principalmente dall'entrata in esercizio in Brasile dei parchi eolici Enel Green Power Boa Vista Eólica SA (30 MW), Enel Green Power Morro do Chapéu Eólica SA (114 MW) ed Enel Gre-

en Power São Abraão Eólica SA (28 MW), del parco solare fotovoltaico Enel Green Power Horizonte MP Solar SA (103 MW), in Perù del parco eolico Wayra I (132 MW) e in Colombia del parco solare fotovoltaico El Paso (86 MW). Negli altri Paesi, il decremento di 50 MW è connesso alla vendita, avvenuta nel mese di dicembre, di Enel Green Power Uruguay che deteneva, tramite la controllata Estrellada, il parco eolico di Melowind.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2018	2017	2018-2017	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	20.112	18.308	1.804	9,9%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	381.214	350.376	30.839	8,8%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	223.326	197.326	25.999	13,2%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	624.653	566.010	58.643	10,4%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)⁽¹⁾	117.412	90.655	26.757	29,5%
- di cui Argentina	17.548	17.737	(189)	-1,1%
- di cui Brasile	61.310	34.876	26.434	75,8%
- di cui Cile	16.485	16.318	167	1,0%
- di cui Colombia	14.024	13.790	234	1,7%
- di cui Perù	8.045	7.934	111	1,4%

(1) Il dato del 2017 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata nel 2018 è pari a 117.412 milioni di kWh e registra un incremento pari a 26.757 milioni di kWh rispetto al 2017, particolarmente concentrato in Brasile a seguito

dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo, società di distribuzione elettrica brasiliana.





Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017	
Totale energia venduta da Enel	91.075	74.672	16.403	22,0%
- di cui Argentina	14.515	14.877	(362)	-2,4%
- di cui Brasile	48.061	30.497	17.564	57,6%
- di cui Cile	12.808	13.232	(424)	-3,2%
- di cui Colombia	8.884	9.389	(505)	-5,4%
- di cui Perù	6.807	6.677	130	1,9%

L'energia venduta nel 2018 ammonta a 91.075 milioni di kWh e registra un incremento di 16.403 milioni di kWh rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente. Analogamente a quanto commentato sopra, l'incremento è

da ascrivere all'aumento delle vendite in Brasile a seguito dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo, che è stato in parte compensato da una riduzione negli altri Paesi.

Risultati economici

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Ricavi	14.742	13.154	1.588	12,1%
Margine operativo lordo	4.370	4.204	166	3,9%
Risultato operativo	2.976	2.970	6	0,2%
Investimenti	2.246	3.002	(756)	-25,2%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel 2018.

Ricavi

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Argentina	1.323	1.393	(70)	-5,0%
Brasile	6.592	4.763	1.829	38,4%
Cile	3.255	3.667	(412)	-11,2%
Colombia	2.261	2.116	145	6,9%
Perù	1.300	1.202	98	8,2%
Altri Paesi	11	13	(2)	-15,4%
Totale	14.742	13.154	1.588	12,1%

I **ricavi** del 2018 registrano un incremento di 1.588 milioni di euro; tale variazione è principalmente riconducibile a:

- un incremento dei ricavi in Brasile per 1.829 milioni di euro, riconducibili per 2.076 milioni di euro all'acquisizione, avvenuta in data 7 giugno 2018, di Enel Distribuição São Paulo nonché ai maggiori ricavi rilevati da Enel Green Power Projetos I, società titolare dal 28 settembre 2017

di una concessione trentennale sulla centrale idroelettrica di Volta Grande (61 milioni di euro). Rispetto all'esercizio precedente tale incremento è stato parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi per vendite e servizi di Enel Distribuição Rio (193 milioni di euro), di Enel Distribuição Goiás (58 milioni di euro), di Enel Geração Fortaleza (51 milioni di euro) e di Enel Distribuição Ceará

(55 milioni di euro) e dall'effetto cambi negativo (728 milioni di euro);

- minori ricavi in Argentina per 70 milioni di euro, sostanzialmente riferibili all'effetto cambio fortemente negativo derivante dal deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro (746 milioni di euro), in gran parte compensato dalla rivalutazione per iperinflazione (IAS 29) e dagli incrementi tariffari della distribuzione per effetto della risoluzione n. 64 di ENRE;
- maggiori ricavi in Colombia per 145 milioni di euro, prevalentemente per effetto dell'incremento delle tariffe, in parte compensato dall'andamento negativo del cambio (97 milioni di euro);

→ un decremento dei ricavi in Cile per 412 milioni di euro, sostanzialmente per effetto delle minori vendite ai clienti finali a seguito del passaggio dal mercato regolato al mercato libero, soprattutto in Enel Generación Chile (150 milioni di euro), della plusvalenza rilevata nel primo trimestre 2017 per la cessione di Electrogas (143 milioni di euro), nonché del negativo andamento dei tassi di cambio (94 milioni di euro);

→ un incremento dei ricavi in Perù per 98 milioni di euro, principalmente per effetto di maggiori vendite di energia dovute all'incremento della domanda, solo in parte compensate dall'effetto cambi negativo (64 milioni di euro).

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Argentina	344	287	57	19,9%
Brasile	1.275	1.008	267	26,5%
Cile	1.206	1.359	(153)	-11,3%
Colombia	1.038	1.061	(23)	-2,2%
Perù	497	480	17	3,5%
Altri Paesi	10	9	1	11,1%
Totale	4.370	4.204	166	3,9%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 4.370 milioni di euro, con un incremento di 166 milioni di euro (+3,9%) rispetto al 2017 a seguito di:

- un aumento del margine in Brasile per 267 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del risultato registrato dalle attività rinnovabili (95 milioni di euro, di cui 51 milioni di euro riferibili a Enel Green Power Projetos I, consolidata solo a partire da novembre 2017), dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (206 milioni di euro) e del maggior margine di Enel Distribuição Goiás (88 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo in parte compensati dalla riduzione dei margini di Enel Geração Fortaleza (97 milioni di euro) per maggiori costi di approvvigionamento e di Enel Distribuição Ceará (52 milioni di euro) per minori ricavi per vendita energia, nonché dall'andamento negativo del tasso di cambio per 174 milioni di euro;
- un minor margine operativo lordo in Cile per 153 milioni di euro che risente in misura prevalente dello sfavorevole andamento dei cambi (32 milioni di euro) e delle partite straordinarie rilevate nel 2017, in particolare la plusvalenza

sopra citata, al netto delle minusvalenze derivanti dalla rinuncia a progetti idroelettrici per 36 milioni di euro (principalmente Neltume e Choshuenco);

- un decremento del margine in Colombia per 23 milioni di euro, da attribuire sostanzialmente all'aumento dei costi per acquisto energia e a un andamento sfavorevole del tasso di cambio;
- un incremento del margine operativo lordo in Perù per 17 milioni di euro, principalmente connesso all'incremento dei ricavi da fonti rinnovabili dovuto alla maggior produzione di energia da fonte solare ed eolica, in parte compensato dai maggiori costi di approvvigionamento;
- un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 57 milioni di euro, dovuto al decremento dei costi del personale nonché ai minori costi per multe a seguito del miglioramento dello standard qualitativo del servizio. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dallo sfavorevole andamento dei cambi derivante dal deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro.





Risultato operativo

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Argentina	210	231	(21)	-9,1%
Brasile	679	483	196	40,6%
Cile	879	1.027	(148)	-14,4%
Colombia	851	890	(39)	-4,4%
Perù	350	333	17	5,1%
Altri Paesi	7	6	1	16,7%
Totale	2.976	2.970	6	0,2%

Il **risultato operativo** del 2018, inclusivo di ammortamenti e impairment per 1.394 milioni di euro (1.234 milioni di euro nel 2017), è pari a 2.976 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'esercizio precedente, un incremento di 6 milioni di euro. In particolare, l'aumento degli ammortamenti

e impairment per 160 milioni di euro risente dei maggiori ammortamenti relativi agli impianti eolici e fotovoltaici entrati in funzione in Brasile, Perù, Colombia e della variazione di perimetro connessa al consolidamento, a partire dal mese di giugno 2018, di Enel Distribuição São Paulo.

Investimenti

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Argentina	218	259	(41)	-15,8%
Brasile	936	1.475	(539)	-36,5%
Cile	483	543	(60)	-11,0%
Colombia	397	309	88	28,5%
Perù	211	416	(205)	-49,3%
Totale	2.246	3.002	(756)	-25,2%

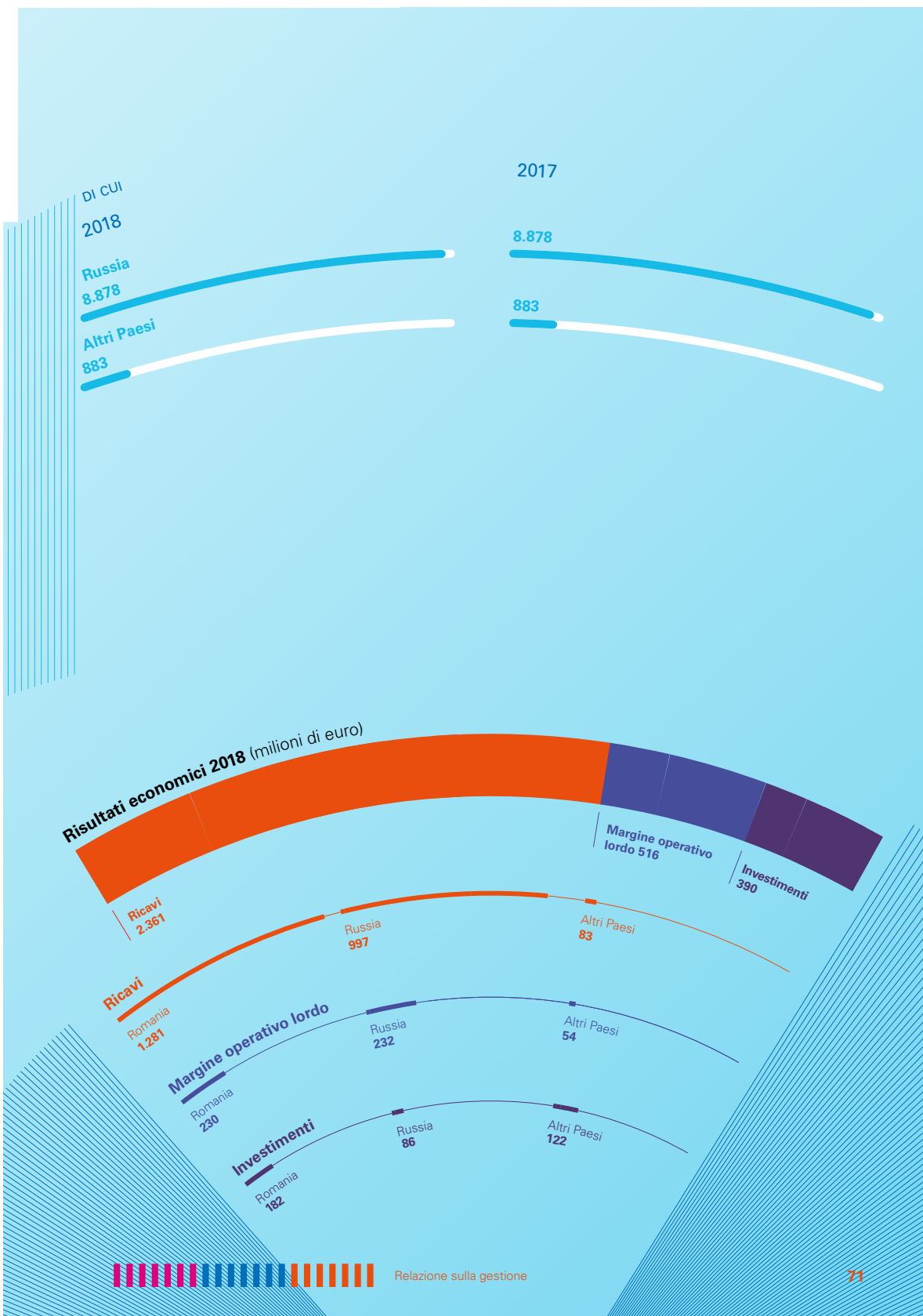
Gli **investimenti** ammontano a 2.246 milioni di euro, con un decremento di 756 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2018 si riferiscono soprattutto a interventi sulle reti di distribuzione in Colombia, Argentina, Perù e Brasile, per quest'ultimo re-

lativo soprattutto alla neo-acquisita Enel Distribuição São Paulo. La riduzione degli investimenti rispetto al 2017 è da attribuire al completamento di diversi impianti da fonte eolica e solare in Brasile e Perù.



Europa e Affari Euro-Mediterranei







Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017	
Termoelettrica	39.181	39.830	(649)	-1,6%
Idroelettrica	32	22	10	45,5%
Eolica	1.700	1.814	(114)	-6,3%
Altre fonti	163	173	(10)	-5,8%
Totale produzione netta	41.076	41.839	(763)	-1,8%
- di cui Russia	39.182	39.830	(648)	-1,6%
- di cui altri Paesi	1.894	2.009	(115)	-5,7%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel 2018 è pari a 41.076 milioni di kWh, con un decremento di 763 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017.

Tale variazione è principalmente riconducibile a un calo della generazione degli impianti in Russia.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh

	2018		2017		2018-2017	
Gas naturale	21.712	52,6%	22.384	53,3%	(672)	-3,0%
Carbone	19.592	47,4%	19.647	46,7%	(55)	-0,3%
Totale	41.304	100,0%	42.031	100,0%	(727)	-1,7%

La produzione termoelettrica lorda del 2018 ha fatto registrare un decremento di 727 milioni di kWh, attestandosi a 41.304 milioni di kWh. Il decremento del periodo riflette

il già citato calo della produzione in Russia ed evidenzia un minor ricorso alla produzione dagli impianti a ciclo combinato, a carbone e a gas.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Impianti termoelettrici	8.878	8.878	-	-
Impianti idroelettrici	19	19	-	-
Impianti eolici	741	741	-	-
Altri impianti	123	123	-	-
Totale potenza efficiente netta	9.761	9.761	-	-
- di cui Russia	8.878	8.878	-	-
- di cui altri Paesi	883	883	-	-

La potenza efficiente netta del 2018 è pari a 9.761 MW ed è in linea con quella registrata l'anno precedente.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2018	2017	2018-2017	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	6.511	6.505	5	0,1%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	35.062	35.016	46	0,1%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	86.935	86.027	909	1,1%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)⁽¹⁾	128.508	127.548	960	0,8%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	15.640	15.206	434	2,9%

(1) Il dato del 2017 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata, tutta concentrata in Romania, registra un incremento di 434 milioni di kWh (+2,9%), passando da 15.206 milioni di kWh a 15.640 milioni di kWh nel

2018. L'incremento deriva principalmente dall'andamento della domanda nel mercato rumeno, in particolare nelle regioni servite da Enel.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017	
Mercato libero	7.519	6.318	1.201	19,0%
Mercato regolato	2.881	4.029	(1.148)	-28,5%
Totale energia venduta da Enel	10.400	10.347	53	0,5%

Le vendite di energia effettuate nel 2018 registrano un incremento di 53 milioni di kWh passando da 10.347 milioni di kWh a 10.400 milioni di kWh. Tale incremento è dovuto

alle maggiori vendite di energia elettrica in Romania per effetto della progressiva liberalizzazione del mercato.

Risultati economici

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Ricavi	2.361	2.411	(50)	-2,1%
Margine operativo lordo	516	543	(27)	-5,0%
Risultato operativo	420	306	114	37,3%
Investimenti	390	307 ⁽¹⁾	83	27,0%

(1) Il dato non include 44 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 2018.



Ricavi

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Romania	1.281	1.180	101	8,6%
Russia	997	1.135	(138)	-12,2%
Altri Paesi	83	96	(13)	-13,5%
Totale	2.361	2.411	(50)	-2,1%

I **ricavi** del 2018 risultano pari a 2.361 milioni di euro, con un decremento di 50 milioni di euro (-2,1%) rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- ai minori ricavi in Russia per 138 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (123 milioni di euro), cui si associa un calo dei prezzi unitari e della produzione;
- all'incremento dei ricavi in Romania per 101 milioni di

euro, essenzialmente connesso ai maggiori volumi trasportati e venduti che hanno più che compensato la riduzione delle tariffe della distribuzione di energia elettrica, nonché l'impatto negativo connesso all'applicazione dell'IFRS 15. Tali ricavi infatti, relativi alle nuove connessioni alla rete elettrica, vengono ripartiti lungo la durata della concessione;

- minori ricavi negli altri Paesi per 13 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Romania	230	232	(2)	-0,9%
Russia	232	270	(38)	-14,1%
Altri Paesi	54	41	13	31,7%
Totale	516	543	(27)	-5,0%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 516 milioni di euro, registrando un decremento di 27 milioni di euro rispetto al 2017. Tale andamento è principalmente relativo:

- a un decremento di 38 milioni di euro del margine operativo in Russia per effetto dell'andamento sfavorevole dei cambi e per il minor margine di generazione;
- a una riduzione del margine rilevato in Romania di 2 mi-

lioni di euro, che riflette gli impatti dell'IFRS 15 già commentati nei ricavi, solo in parte compensati dai minori costi per acquisizione di clienti, che risentono anch'essi dell'applicazione del nuovo principio, in quanto capitalizzati tra le immobilizzazioni immateriali. A tali fenomeni si aggiunge un minor margine per certificati ambientali.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Romania	95	114	(19)	-16,7%
Russia	169	210	(41)	-19,5%
Altri Paesi	156	(18)	174	-
Totale	420	306	114	37,3%

Il **risultato operativo** del 2018 è pari a 420 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 114 milioni di euro. Tale andamento positivo, oltre a essere influenzato dalle variazioni commentate sopra, risente in maniera rilevante del ripristi-

no di impairment relativo ad attività materiali e immateriali in Grecia pari a 117 milioni di euro e della svalutazione effettuata nel 2017 delle attività di geotermia in Germania (42 milioni di euro).

Investimenti

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Romania	182	134	48	35,8%
Russia	86	109	(23)	-21,1%
Altri Paesi	122	64	58	90,6%
Totale	390	307⁽¹⁾	83	27,0%

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

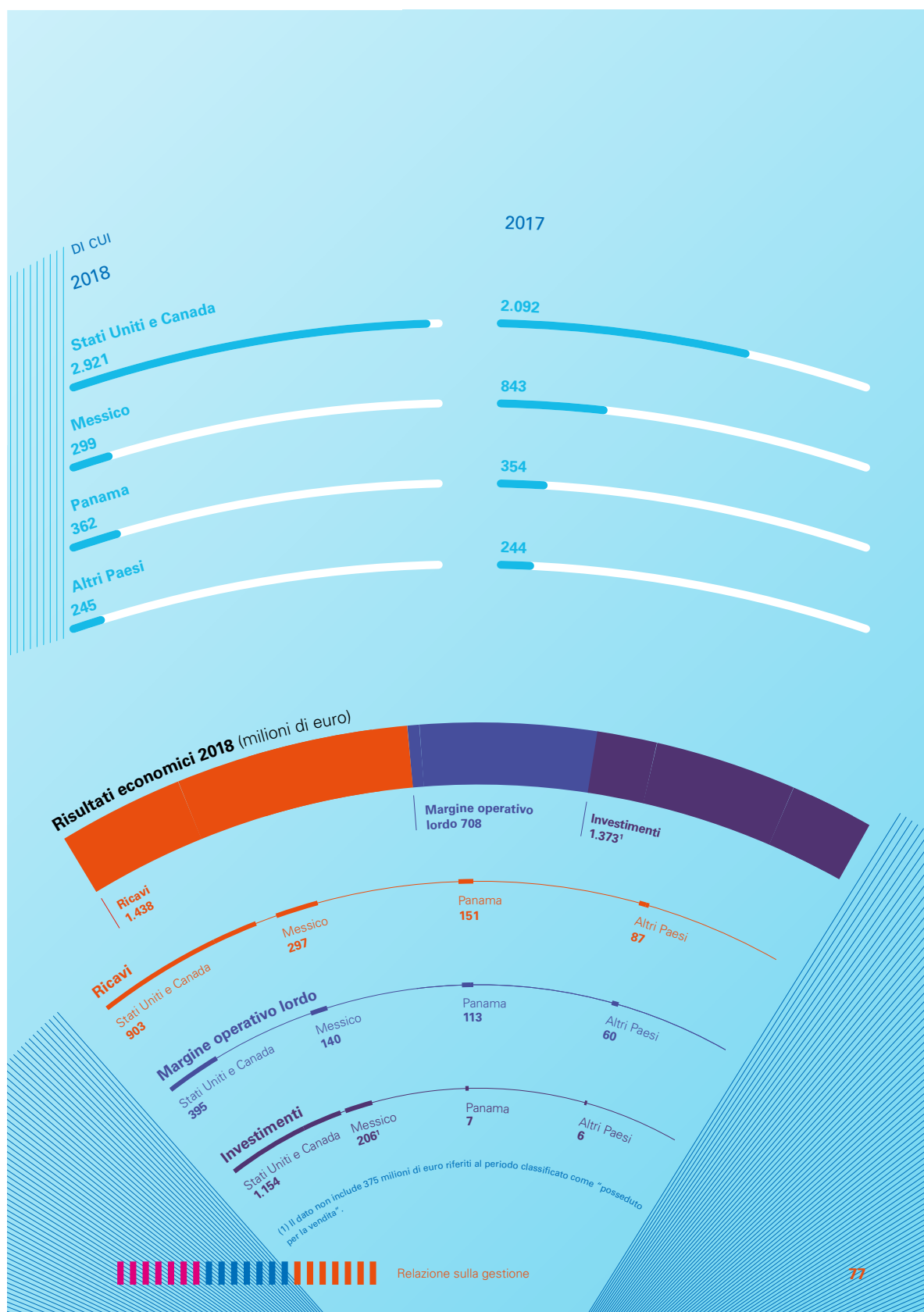
Gli **investimenti** ammontano a 390 milioni di euro e presentano un incremento di 83 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è da riferire principalmente ai maggiori investimenti in impianti da fonte eolica in

Grecia e ai maggiori investimenti in Romania da attribuire prevalentemente alle reti di distribuzione di energia elettrica. Tali effetti sono solo parzialmente compensati da un calo degli investimenti in Russia e Germania.



Nord e Centro America







Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017	
Idroelettrica	2.871	2.681	190	7,1%
Eolica	8.413	6.920	1.493	21,6%
Altre fonti	1.149	192	957	-
Totale produzione netta	12.433	9.793	2.640	27,0%
- di cui Stati Uniti e Canada	7.133	5.313	1.820	34,3%
- di cui Messico	2.619	2.025	594	29,3%
- di cui Panama	1.808	1.528	280	18,3%
- di cui altri Paesi	873	927	(54)	-5,8%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel 2018 è pari a 12.433 milioni di kWh, con un incremento di 2.640 milioni di kWh rispetto al 2017. Tale incremento è attribuibile alla maggiore generazione negli Stati Uniti e Canada (+1.820 milioni di kWh), prevalentemente da fonte eolica (+1.753 milioni di kWh), a seguito dell'entrata in esercizio a fine 2017 degli impianti di Rock Creek, Thunder Ranch e Red Dirt. A tale incremento si aggiungono maggiori quantità prodotte in Messico (+594 milioni di kWh), da fonte prevalentemente solare (+838 milioni di kWh), grazie alla

messina in esercizio degli impianti Villanueva e Don José, in parte compensate dalle minori quantità prodotte da fonte eolica (-253 milioni di kWh) conseguenti alla cessione degli otto impianti eolici ("Progetto Kino"), e le maggiori quantità prodotte da impianti idroelettrici (+260 milioni di kWh) e solari (+20 milioni di kWh) nella Repubblica di Panama. I suddetti incrementi sono in parte compensati dalle minori quantità prodotte da fonte idroelettrica in Guatemala (-40 milioni di kWh) e Costa Rica (-14 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Impianti idroelettrici	623	623	-	-
Impianti eolici	2.940	2.566	374	14,6%
Altri impianti	264	344	(80)	-
Totale potenza efficiente netta	3.827	3.533	294	8,3%
- di cui Stati Uniti e Canada	2.921	2.092	829	39,6%
- di cui Messico	299	843	(544)	-64,5%
- di cui Panama	362	354	8	2,3%
- di cui altri Paesi	245	244	1	0,4%

La potenza efficiente netta del 2018 è pari a 3.827 MW e registra un incremento di 294 MW rispetto all'esercizio precedente, da ricondurre essenzialmente all'incremento della potenza efficiente netta installata sugli impianti eolici negli Stati Uniti e Canada (+802 milioni di MW) riconducibile ai

nuovi impianti di HillTopper, Rattlesnake Creek, Diamond Vista e High Lonesome, in parte compensato dal decremento della potenza efficiente netta installata in Messico a seguito della cessione degli otto impianti eolici e solari.

Risultati economici

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Ricavi	1.438	1.187	251	21,1%
Margine operativo lordo	708	759	(51)	-6,7%
Risultato operativo	454	553	(99)	-17,9%
Investimenti	1.373 ⁽¹⁾	1.802 ⁽²⁾	(429)	-23,8%

(1) Il dato non include 375 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".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel 2018.

Ricavi

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Stati Uniti e Canada	903	716	187	26,1%
Messico	297	142	155	-
Panama	151	149	2	1,3%
Altri Paesi	87	180	(93)	-51,7%
Totale	1.438	1.187	251	21,1%

I **ricavi** del 2018 si attestano a 1.438 milioni di euro, con un incremento di 251 milioni di euro (+21,1%) rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- a un incremento dei ricavi negli Stati Uniti e Canada per 187 milioni di euro, sostanzialmente a seguito dei maggiori ricavi conseguiti dalla Linea di Business Enel X, in particolare da parte di Enel X North America (ex ENER-NOC) (181 milioni di euro) ed eMotorWerks (5 milioni di euro);
- ai maggiori ricavi in Messico per 155 milioni di euro, da riferire principalmente all'incremento dei ricavi da vendita energia elettrica (61 milioni di euro) legato alle maggiori quantità prodotte da fonte solare così come commenta-

- to nei dati quantitativi, ai ricavi da prestazioni effettuate nei confronti delle otto società di progetto messicane parzialmente cedute con la perdita del controllo il 30 settembre 2018 (82 milioni di euro) e ai maggiori ricavi per vendita di certificati verdi (8 milioni di euro);
- all'incremento dei ricavi nella Repubblica di Panama per 2 milioni di euro, da riferire principalmente alle maggiori quantità prodotte da fonte idroelettrica così come commentato nei dati quantitativi;
- ai minori ricavi per 93 milioni negli altri Paesi, dovuti prevalentemente ai risarcimenti danni rilevati nel 2017 riferiti al parco eolico Chucas in Costa Rica riconosciuti al Gruppo da ICE (Istituto Costarricense de Electricidad).

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Stati Uniti e Canada	395	408	(13)	-3,2%
Messico	140	98	42	42,9%
Panama	113	101	12	11,9%
Altri Paesi	60	152	(92)	-60,5%
Totale	708	759	(51)	-6,7%





Il **marginale operativo lordo** del 2018 ammonta a 708 milioni di euro, in decremento di 51 milioni di euro (-6,7%) rispetto al 2017; tale decremento è riferibile:

- al minor margine realizzato negli Stati Uniti e Canada per 13 milioni di euro, dovuto ai maggiori costi del personale e operativi;
- al maggior margine in Messico per 42 milioni di euro, che beneficia dell'incremento dei volumi prodotti, come commentato in precedenza, in parte compensato dai maggiori costi operativi;

→ al maggior margine realizzato nella Repubblica di Panama per 12 milioni di euro, da ricondurre alle maggiori quantità prodotte e alla riduzione dei costi di approvvigionamento di energia elettrica;

→ al minor margine realizzato negli altri Paesi essenzialmente per i minori ricavi della società PH Chucas per risarcimenti danni rilevati nel 2017, come sopra commentato.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Stati Uniti e Canada	233	293	(60)	-20,5%
Messico	94	52	42	80,8%
Panama	98	87	11	12,6%
Altri Paesi	29	121	(92)	-76,0%
Totale	454	553	(99)	-17,9%

Il **risultato operativo** del 2018, pari a 454 milioni di euro, registra un decremento di 99 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e impairment per 48 milioni di

euro connessi prevalentemente ai maggiori ammortamenti relativi all'entrata in esercizio di nuovi impianti negli Stati Uniti.

Investimenti

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Stati Uniti e Canada	1.154	1.305	(151)	-11,6%
Messico	206 ⁽¹⁾	454 ⁽²⁾	(248)	-54,6%
Panama	7	10	(3)	-30,0%
Altri Paesi	6	33	(27)	-81,8%
Totale	1.373	1.802	(429)	-23,8%

(1) Il dato non include 375 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".

Gli **investimenti** del 2018 ammontano a 1.373 milioni di euro, in decremento di 429 milioni rispetto all'esercizio precedente. Gli investimenti del 2018 si riferiscono prevalentemente agli impianti eolici di HillTopper (229 milioni di euro), Rattlesnake (332 milioni di euro), Diamond Vista

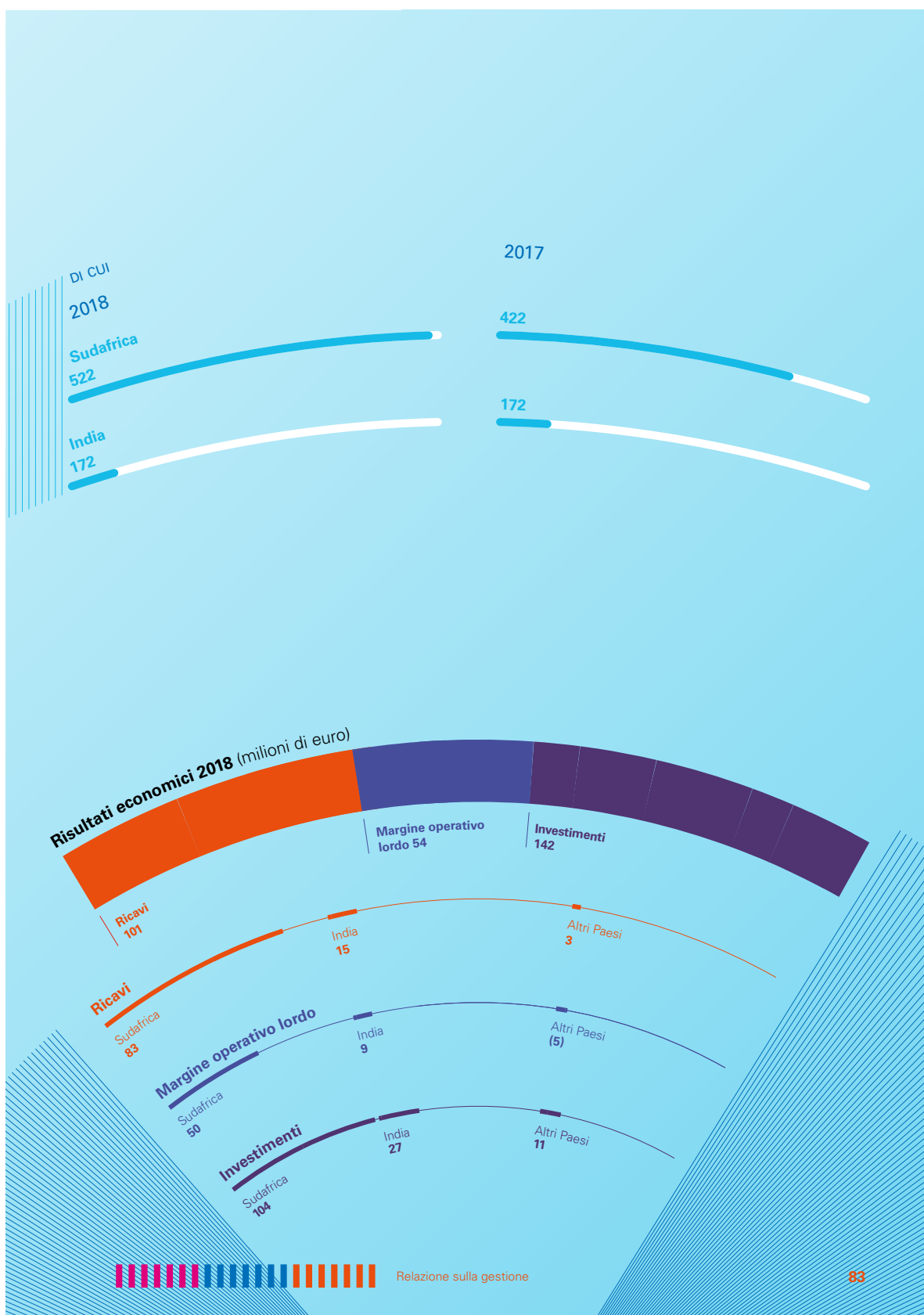
(320 milioni di euro) e High Lonesome (81 milioni di euro) negli Stati Uniti, e agli impianti eolici di Dolores (69 milioni di euro) e Parque Amistad (90 milioni di euro) e all'impianto fotovoltaico Magdalena (38 milioni di euro) in Messico.





Africa, Asia e Oceania







Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017	
Eolica	933	892	41	4,6%
Altre fonti	574	589	(15)	-2,5%
Totale produzione netta	1.507	1.481	26	1,8%
- di cui Sudafrica	1.192	1.156	36	3,1%
- di cui India	315	325	(10)	-3,1%

La produzione netta del 2018 è pari a 1.507 milioni di kWh, con un incremento rispetto al 2017 di 26 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile prevalentemente alla maggiore produzione di energia eolica (+41 milioni di kWh) registrata in particolare in Sudafrica (+51 milioni di kWh) e riconducibile prevalentemente all'impianto di Gibson Bay,

entrato in esercizio a febbraio 2017. Rispetto allo scorso anno le condizioni meteorologiche avverse hanno invece portato a una minore produzione di energia solare (-15 milioni di kWh) in Sudafrica ed eolica in India (-10 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Impianti eolici	371	371	-	-
Altri impianti	323	323	-	-
Totale potenza efficiente netta	694	694	-	-
- di cui Sudafrica	522	522	-	-
- di cui India	172	172	-	-

La potenza efficiente netta del 2018 è pari a 694 MW, in linea con il precedente esercizio.

Risultati economici

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Ricavi	101	96	5	5,2%
Margine operativo lordo	54	57	(3)	-5,3%
Risultato operativo	10	15	(5)	-33,3%
Investimenti	142	30	112	-

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel 2018.

Ricavi

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Sudafrica	83	80	3	3,8%
India	15	16	(1)	-6,3%
Altri Paesi	3	-	3	-
Totale	101	96	5	5,2%

I **ricavi** del 2018 si attestano a 101 milioni di euro, con un incremento di 5 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 e Gibson Bay in Sudafrica.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Sudafrica	50	53	(3)	-5,7%
India	9	8	1	12,5%
Altri Paesi	(5)	(4)	(1)	-25,0%
Totale	54	57	(3)	-5,3%

Il **margine operativo lordo** del 2018 ammonta a 54 milioni di euro, in decremento di 3 milioni di euro rispetto al 2017.

La variazione riflette i maggiori costi registrati in Sudafrica, Australia e Marocco.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Sudafrica	13	18	(5)	-27,8%
India	4	-	4	-
Altri Paesi	(7)	(3)	(4)	-
Totale	10	15	(5)	-33,3%

Il **risultato operativo** del 2018, positivo per 10 milioni di euro, registra un decremento di 5 milioni di euro, tenuto

conto di maggiori ammortamenti e impairment per 2 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Sudafrica	104	27	77	-
India	27	3	24	-
Altri Paesi	11	-	11	-
Totale	142	30	112	-

Gli **investimenti** del 2018 ammontano a 142 milioni di euro, in incremento di 112 milioni rispetto all'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente a

impianti fotovoltaici in Sudafrica (Round 4), India (Coral) e Zambia (Scaling Solar).



Altro, elisioni e rettifiche

Risultati economici

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Ricavi (al netto delle elisioni)	704	389	315	81,0%
Margine operativo lordo	(159)	(346)	187	54,0%
Risultato operativo	(182)	(364)	182	50,0%
Investimenti	89	72	17	23,6%

I **ricavi** del 2018 al netto delle elisioni risultano pari a 704 milioni di euro, con un incremento di 315 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è sostanzialmente attribuibile:

- alla plusvalenza, pari a 150 milioni di euro, rilevata da Enel Green Power SpA a seguito della cessione parziale con perdita di controllo di otto società veicolo ("SPV"), proprietarie in Messico di altrettanti impianti in esercizio e in costruzione ("Progetto Kino"), nonché alla rilevazione dei proventi, a seguito della medesima cessione, per la rimisurazione al fair value del restante 20% rimasto di proprietà del Gruppo (40 milioni di euro);
- alla plusvalenza pari a 18 milioni di euro per la vendita da parte di Enel Green Power SpA del 100% della controllata Enel Green Power Uruguay;
- all'ingresso nell'area Central delle Funzioni Globali di alcune società appartenenti all'area Italia.

Il **marginale operativo lordo** del 2018, negativo per 159

milioni di euro, registra un incremento di 187 milioni di euro rispetto al valore rilevato nell'esercizio precedente. Tale andamento risente positivamente delle sopracitate plusvalenze e rimisurazione al fair value. In assenza delle stesse l'andamento del margine sarebbe risultato negativo e in peggioramento di 21 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del 2018 è negativo per 182 milioni di euro e registra un incremento di 182 milioni di euro rispetto al periodo precedente, tenuto conto di maggiori ammortamenti e impairment per 5 milioni di euro, in linea con l'andamento del margine.

Investimenti

Gli **investimenti** del 2018 ammontano a 89 milioni di euro, in aumento di 17 milioni rispetto al 2017, e sono relativi principalmente alla nuova Linea di Business Enel X e a investimenti in software applicativi da parte di Enel SpA.

Andamento economico-finanziario di Enel SpA

Risultati economici

La gestione economica di Enel SpA degli esercizi 2018 e 2017 è sintetizzata nel seguente prospetto.

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	38	120	(82)
Altri ricavi e proventi	15	13	2
Totale	53	133	(80)
Costi			
Acquisti di materiali di consumo	1	1	-
Servizi e godimento beni di terzi	127	165	(38)
Costo del personale	109	174	(65)
Altri costi operativi	39	20	19
Totale	276	360	(84)
Margine operativo lordo	(223)	(227)	4
Ammortamenti e impairment	(331)	15	(346)
Risultato operativo	108	(242)	350
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni			
Proventi da partecipazioni	3.567	3.033	534
Proventi finanziari	1.946	3.093	(1.147)
Oneri finanziari	2.349	3.774	(1.425)
Totale	3.164	2.352	812
Risultato prima delle imposte	3.272	2.110	1.162
Imposte	(184)	(160)	(24)
UTILE DELL'ESERCIZIO	3.456	2.270	1.186

I **ricavi delle vendite e delle prestazioni**, pari a 38 milioni di euro (120 milioni di euro nel 2017), 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 82 milioni di euro, è sostanzialmente riconducibile alla riduzione dei ricavi derivanti dalla prestazione di servizi tecnici e manageriali a seguito sia del riassetto societario e organizzativo, avvenuto all'inizio del 2018, delle Strutture Globali – nell'ambito del quale le Linee di Business Globali Infrastrutture e Reti e Generazione Termoelettrica nonché il Servizio Globale Acquisti sono stati conferiti rispettivamente alle società interamente controllate Enel Global Infrastructure & Networks Srl, Enel

Global Thermal Generation Srl ed Enel Italia Srl – sia dei conguagli negativi riferiti a esercizi precedenti.

Gli **altri ricavi e proventi**, pari a 15 milioni di euro, in aumento di 2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, si riferiscono essenzialmente, sia nell'esercizio corrente sia in quello a raffronto, al riaddebito di costi per personale di Enel SpA in distacco presso altre società del Gruppo.

I costi per **acquisti di materiali di consumo**, pari a 1 milione di euro nel 2018, non presentano variazioni rispetto all'esercizio precedente.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi**, pari a 127 milioni di euro nel 2018 (165 milioni di euro al 31



dicembre 2017), riguardano prestazioni ricevute da terzi per 54 milioni di euro e da società del Gruppo per 73 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 2018 a 109 milioni di euro, evidenziando un decremento di 65 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente; tale variazione è da imputare prevalentemente ai conferimenti commentati in precedenza, che hanno determinato la conseguente diminuzione della voce "Salari e stipendi" e dei relativi oneri sociali.

Gli **altri costi operativi** sono pari a 39 milioni di euro nel 2018 e risultano in aumento di 19 milioni di euro rispetto al 2017, principalmente a seguito dell'accantonamento per rischi e oneri pari a 15 milioni di euro.

Alla luce di quanto sopra esposto, il **marginale operativo lordo**, negativo per 223 milioni di euro, registra un miglioramento di 4 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da ricondurre principalmente all'effetto congiunto della riduzione dei ricavi, dei costi dei servizi e godimento beni di terzi e del costo del personale.

Gli **ammortamenti e impairment**, pari a 331 milioni di euro nel 2018, registrano una variazione positiva di 346 milioni di euro rispetto al 2017, dovuta essenzialmente al ripristino di valore della partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA (403 milioni di euro), parzialmente compensata dalle svalutazioni delle partecipazioni in Enel Investment Holding BV (15 milioni di euro) ed Enel Russia PJSC (40 milioni di euro).

Pertanto, il **risultato operativo**, positivo per 108 milioni di euro, se confrontato con il valore rilevato nel 2017 presenta una variazione positiva di 350 milioni di euro.

I **proventi da partecipazioni**, pari a 3.567 milioni di euro (3.033 milioni di euro nel 2017), si riferiscono ai dividendi e agli acconti sui dividendi deliberati nel 2018 dalle società controllate e collegate per 3.557 milioni di euro e da altre partecipate per 10 milioni di euro. Rispetto all'esercizio precedente presentano un incremento di 534 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti** ammontano a 403 milioni di euro e riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario (666 milioni di euro), controbilanciati dagli interessi e altri proventi da attività finanziarie correnti e non correnti (288 milioni di euro).

Il decremento degli oneri finanziari netti rispetto al precedente esercizio, pari a 278 milioni di euro, è stato determinato essenzialmente dai minori interessi passivi sui debiti finanziari (194 milioni di euro), che hanno beneficiato di uno scenario favorevole sui tassi di interesse, nonché dall'incremento degli altri proventi finanziari su garanzie prestate a favore di società del Gruppo (78 milioni di euro).

Le **imposte** sul reddito dell'esercizio evidenziano un risultato positivo di 184 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 160 milioni di euro), la variazione positiva di 24 milioni di euro è dovuta essenzialmente a partite non ricorrenti.

Il **risultato netto dell'esercizio** si attesta a 3.456 milioni di euro, a fronte di un utile dell'esercizio precedente di 2.270 milioni di euro.

Analisi della struttura patrimoniale

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	56	41	15
- partecipazioni	45.715	42.811	2.904
- altre attività/(passività) non correnti nette	(472)	(667)	195
Totale	45.299	42.185	3.114
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	191	237	(46)
- altre attività/(passività) correnti nette	(1.853)	(1.612)	(241)
- debiti commerciali	(82)	(137)	55
Totale	(1.744)	(1.512)	(232)
Capitale investito lordo	43.555	40.673	2.882
Fondi diversi:			
- benefici ai dipendenti	(231)	(273)	42
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	109	87	22
Totale	(122)	(186)	64
Capitale investito netto	43.433	40.487	2.946
Patrimonio netto	27.943	27.236	707
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	15.490	13.251	2.239

Le **attività immobilizzate nette** ammontano a 45.299 milioni di euro e presentano una variazione in aumento di 3.114 milioni di euro. Tale andamento è riferito:

→ per 2.904 milioni di euro all'incremento del valore delle partecipazioni, sulle quali hanno influito sostanzialmente le seguenti operazioni: la ripatrimonializzazione delle società controllate e-distribuzione SpA (2.275 milioni di euro) ed Enel X Srl (518 milioni di euro); il versamento in conto capitale a favore della società a controllo congiunto OpEn Fiber SpA (125 milioni di euro); l'acquisizione delle partecipazioni detenute da Enel Investment Holding BV, società olandese interamente controllata, nelle società russe Enel Russia PSJC, RusEnergoby LLC, nelle società romene Enel Romania SA, E-Distribuție Banat SA, E-Distribuție Dobrogea SA, E-Distribuție Muntenia SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA e nella società di diritto olandese Enel Insurance NV per un valore complessivo di 2.922 milioni di euro; la riduzione del valore della partecipazione di Enel Investment Holding BV di 4.002 milioni di euro a seguito del decremento del capitale sociale (1.592 milioni di euro) e della distribuzione della riserva sovrapprezzo azioni (2.410 milioni di euro). Hanno

influito, inoltre, le rettifiche di valore delle partecipazioni detenute in Enel Produzione SpA, Enel Investment Holding BV ed Enel Russia PJSC;

→ per 195 milioni di euro all'incremento della voce "Altre attività/(passività) non correnti nette" che al 31 dicembre 2018 accoglie una passività netta per 472 milioni di euro (altre passività non correnti nette per 667 milioni di euro al 31 dicembre 2017). Tale variazione è da collegare essenzialmente al decremento di valore dei contratti derivati passivi non correnti (875 milioni di euro), compensato in parte dal decremento del valore dei contratti derivati attivi non correnti (662 milioni di euro);

→ per 15 milioni di euro alla movimentazione delle attività materiali e immateriali conseguente agli investimenti (complessivamente pari a 34 milioni di euro), agli ammortamenti (pari a 17 milioni di euro) dell'esercizio e al conferimento delle attività immateriali nelle società Enel Global Infrastructure & Networks Srl, Enel Global Thermal Generation Srl ed Enel Italia Srl (2 milioni di euro).

Il **capitale circolante netto** è negativo per 1.744 milioni di euro e registra un incremento di 232 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. La variazione è riferibile:





- per 241 milioni di euro all'aumento delle altre passività correnti nette per effetto principalmente del debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2018 deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA nella seduta del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019 (nel 2018 pari a 1.423 milioni di euro, nel 2017 pari a 1.068 milioni di euro);
- per 46 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 55 milioni di euro alla diminuzione dei debiti commerciali.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2018 è pari a 43.433 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto per 27.943 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 15.490 milioni di euro.

Il **patrimonio netto** è pari a 27.943 milioni di euro al 31 dicembre 2018 e presenta un incremento di 707 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. In particolare, tale variazione è riferibile alla rilevazione dell'utile complessivo dell'esercizio 2018 (3.478 milioni di euro), alla distribuzione del saldo sul dividendo dell'esercizio 2017 (complessivamente pari a 1.342 milioni di euro), nonché all'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 (complessivamente pari a 1.423 milioni di euro).

L'**indebitamento finanziario netto** a fine esercizio è pari a 15.490 milioni di euro, con un'incidenza sul patrimonio netto pari al 55,4% (48,7% a fine 2017).

Analisi della struttura finanziaria

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

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	1.048	1.039	9
- obbligazioni	8.208	8.541	(333)
- quote accollate e finanziamenti ricevuti da società controllate	4.141	1.200	2.941
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>13.397</i>	<i>10.780</i>	<i>2.617</i>
- crediti finanziari verso terzi	(128)	(6)	(122)
Indebitamento netto a lungo termine	13.269	10.774	2.495
Indebitamento/(Disponibilità) a breve termine:			
- quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	806	3.654	(2.848)
- indebitamento a breve verso banche	45	245	(200)
- cash collateral ricevuti	240	256	(16)
<i>Indebitamento a breve termine</i>	<i>1.091</i>	<i>4.155</i>	<i>(3.064)</i>
- quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine	(1)	(1)	-
- quota a breve dei finanziamenti accollati/concessi	-	(27)	27
- altri crediti finanziari a breve	(12)	1	(13)
- cash collateral versati	(1.253)	(2.074)	821
- posizione finanziaria netta a breve verso società del Gruppo	4.403	2.912	1.491
- disponibilità presso banche e titoli a breve	(2.007)	(2.489)	482
Indebitamento/(Disponibilità) netto a breve termine	2.221	2.477	(256)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	15.490	13.251	2.239

L'**indebitamento finanziario netto** al 31 dicembre 2018 risulta pari a 15.490 milioni di euro e registra un incremento di 2.239 milioni di euro, come risultato di una maggiore esposizione debitoria netta a lungo termine per 2.495 milioni di euro, parzialmente compensata da un decremento dell'indebitamento finanziario netto a breve termine per 256 milioni di euro.

Le principali operazioni effettuate nel corso del 2018 che hanno avuto un impatto sull'indebitamento finanziario sono state:

- una diminuzione netta dei prestiti obbligazionari di 333 milioni di euro dovuta all'attuazione del programma di ristrutturazione del portafoglio obbligazionario, tramite rinegoziazione e contemporanea emissione di prestiti obbligazionari ibridi effettuate nel corso del mese di maggio;
- l'incremento, rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2017, dei finanziamenti a lungo termine ricevuti da società

- controllate, in particolare i Loan Agreement tra Enel SpA ed Enel Finance International NV, siglati nel mese di giugno e di dicembre, per un totale di 2.250 milioni di euro; nonché il prestito acquisito nei confronti della stessa società in seguito alla fusione per incorporazione della società controllata Enel Holding Chile Srl per 691 milioni di euro;
- il decremento della quota a breve dei finanziamenti a lungo termine per 2.848 milioni di euro dovuto ai rimborsi per prestiti obbligazionari scaduti nel corso dell'anno, parzialmente compensato da nuove emissioni giunte a scadenza;
- una flessione dell'indebitamento a breve verso le banche per 200 milioni di euro;
- un decremento dei cash collateral versati a istituti bancari per 821 milioni di euro;
- l'incremento per 1.491 milioni di euro dell'esposizione netta debitoria verso le società del Gruppo sul conto corrente intersocietario.





Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, pari a 2.007 milioni di euro, presentano, rispetto al 31 dicembre 2017, un decremento di 482 milioni di euro risentendo della nor-

male operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta dalla Capogruppo.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	2.489	3.038	(549)
Cash flow da attività operativa	3.449	2.465	984
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(2.587)	(48)	(2.539)
Cash flow da attività di finanziamento	(1.344)	(2.966)	1.622
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	2.007	2.489	(482)

Nel corso dell'esercizio 2018 il cash flow da attività di finanziamento ha assorbito liquidità per 1.344 milioni di euro (pari a 2.966 milioni di euro nel 2017). In particolare, tale risultato risente sia dei rimborsi dei prestiti obbligazionari sia del pagamento dei dividendi dell'esercizio 2017 (2.410 milioni di euro).

Il cash flow da attività di investimento ha assorbito liquidità per 2.587 milioni di euro (pari a 48 milioni di euro nel 2017) ed è stato essenzialmente generato sia dall'effetto netto dell'operazione che ha riguardato l'acquisto da parte di Enel SpA delle partecipazioni detenute da Enel Investment Holding BV, società olandese interamente controllata, nelle società romene, nelle società Enel Russia e RusEner-

goSbyt e nella società di diritto olandese Enel Insurance NV, sia dalla ripatrimonializzazione delle società controllate e-distribuzione SpA ed Enel X Srl.

I citati fabbisogni derivanti dall'attività di finanziamento e di investimento sono stati fronteggiati sia dall'apporto del cash flow generato dall'attività operativa che, positivo per 3.449 milioni di euro (pari a 2.465 milioni di euro nel 2017), riflette essenzialmente l'incasso dei dividendi dalle società partecipate (3.510 milioni di euro), sia dall'utilizzo delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti, che al 31 dicembre 2018 si attestano a 2.007 milioni di euro (2.489 milioni di euro al 1° gennaio 2018).

Fatti di rilievo del 2018

Emissione di un nuovo green bond in Europa per 1.250 milioni di euro

In data 9 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. Le risorse finanziarie nette rivenienti dall'emissione – effettuata nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie denominato "€35,000,000,000 Euro Medium Term Notes Programme" – saranno utilizzate 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 ha rappresentato 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 hanno consentito 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'inquina-





mento 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 chilometri 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.

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'impianto produrrà oltre 43.900 MWh di energia l'anno, che verranno interamente ceduti al resort di Las Vegas ai sensi del PPA.

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 dell'acquisizione di Parques Eólicos Gestinver 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.

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 propeedeutico 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.

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.

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 genera 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.

Avviato l'esercizio del più grande impianto solare fotovoltaico del Perù

Il 21 marzo Enel, attraverso la controllata peruviana per le rinnovabili Enel Green Power Perú, ha avviato l'esercizio dell'impianto solare fotovoltaico da 180 MW Rubí, il più





grande di questo tipo in Perù e primo impianto solare di Enel nel Paese.

Per la costruzione di Rubí Enel ha investito di circa 170 milioni di dollari statunitensi, che rientrano nell'ambito degli investimenti previsti dall'attuale Piano Strategico. L'impianto si trova nella provincia di Mariscal Nieto, ed è finanziato in parte con risorse proprie del Gruppo e in parte con fondi della Banca Europea per gli Investimenti. L'energia prodotta verrà commercializzata nel quadro di un contratto ventennale di acquisto di energia (PPA) siglato con il Ministero dell'Energia e delle Miniere del Perù. Una volta a regime, Rubí sarà in grado di generare circa 440 GWh l'anno, che saranno immessi nel sistema elettrico peruviano (SEIN).

Enel: positiva conclusione della riorganizzazione societaria in Cile

Il 26 marzo Enel ha concluso con successo l'OPA lanciata da Enel Chile sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute dai soci di minoranza di quest'ultima, la cui efficacia risultava subordinata all'acquisizione di un numero complessivo di azioni tale da consentire a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione a oltre il 75% del capitale di Enel Generación Chile da circa il 60% precedente l'operazione. Infatti, l'OPA ha raggiunto adesioni per un numero di azioni corrispondente a circa il 33,6% del capitale di Enel Generación Chile, consentendo così a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale. L'operazione è parte del processo di semplificazione del Gruppo, uno dei cinque principi fondamentali del Piano Strategico. Enel prevede di proseguire nella riduzione del numero di società operative in Sud America, con l'obiettivo di raggiungere meno di 30 società operative nella regione entro il 2020, a fronte delle 53 società presenti a fine 2017. In particolare, il 25 marzo 2018, data di pubblicazione dell'avviso concernente gli esiti dell'OPA (*aviso de resultado*), è divenuta efficace l'accettazione dell'OPA di Enel Chile da parte dei soci di minoranza di Enel Generación Chile che vi hanno aderito. All'esito della riorganizzazione societaria sopra descritta, la partecipazione posseduta, direttamente e indirettamente, da Enel in Enel Chile si è attestata a circa il 62% del capitale di quest'ultima dal precedente 60,6%.

Fusione di Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile

Il 2 aprile 2018 sono diventate efficaci la fusione per incorporazione della società per le rinnovabili Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile e l'aumento di capitale di quest'ultima a servizio della stessa fusione. Nella medesima data ai soci di Enel Chile che hanno esercitato in relazione a tale fusione il diritto di recesso è stato liquidato il valore delle loro azioni.

Aggiudicazione di una gara per energie rinnovabili in India

Il 6 aprile 2018 Enel, tramite la controllata indiana per le rinnovabili BLP Energy Private Limited, si è aggiudicata la prima asta sulle rinnovabili in India, assicurandosi il diritto di firmare un contratto venticinquennale per la fornitura dell'energia generata da un impianto eolico da 285 MW nello Stato di Gujarat. L'impianto è stato aggiudicato in una gara nazionale per 2 GW di capacità eolica indetta dalla società pubblica Solar Energy Corporation of India ("SECI"). Enel investirà oltre 290 milioni di dollari statunitensi per la costruzione dell'impianto eolico, supportato da un contratto venticinquennale che prevede la vendita di determinati volumi dell'energia generata a SECI. L'impianto, che dovrebbe entrare in funzione nel secondo semestre 2019, potrà generare oltre 1.000 GWh di energia rinnovabile l'anno, offrendo una risposta significativa sia alla domanda indiana di nuova capacità di generazione, sia all'impegno del Paese a conseguire i propri obiettivi ambientali. L'attuale Governo indiano si è fissato l'obiettivo di dotarsi di 100 GW di capacità di generazione solare e di 60 GW di energia eolica entro il 2022, aumentando l'attuale capacità che è, rispettivamente, di 20 GW e di 33 GW.

OPA sul flottante di Eletropaulo

Il 17 aprile 2018 Enel ha annunciato che Enel Brasil Investimentos Sudeste SA ("Enel Sudeste"), società interamente posseduta dalla controllata brasiliana Enel Brasil SA ("Enel Brasil"), ha lanciato un'offerta pubblica volonta-

ria (l'“Offerta”) per l'acquisizione dell'intero capitale della società di distribuzione elettrica brasiliana Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA (‘Eletropaulo’) per un corrispettivo di 28,0 real brasiliani per azione, condizionata all'acquisizione di un numero totale di azioni rappresentative di oltre il 50% del capitale stesso.

Il 31 maggio 2018 Enel Sudeste ha migliorato i termini dell'offerta incrementando il corrispettivo a 45,22 real brasiliani per azione.

In data 5 giugno 2018 Enel Sudeste ha ricevuto conferma dalle autorità brasiliane circa l'adesione alla propria offerta di 122.799.289 azioni, pari al 73,38% del capitale della società, il cui corrispettivo è stato pagato il 7 giugno 2018. Enel, il 16 luglio 2018, ha annunciato che Enel Sudeste, società controllata da Enel, ha ricevuto conferma che nel periodo compreso tra il 5 giugno e il 4 luglio 2018, secondo quanto previsto dalla normativa della Borsa brasiliana, gli azionisti di Eletropaulo le hanno venduto ulteriori 33.359.292 azioni della società, pari al 19,9% del capitale sociale, per il medesimo corrispettivo di 45,22 real brasiliani per azione previsto per l'offerta pubblica volontaria effettuata da Enel Sudeste per acquistare l'intero capitale di Eletropaulo. La partecipazione complessiva posseduta da Enel Sudeste aumenta quindi al 93,31% del capitale di Eletropaulo dal precedente 73,38%. Tenendo in considerazione le azioni proprie già possedute dalla società, la partecipazione ammonta al 95,05% del capitale di Eletropaulo ed è stata, nel corso del mese di settembre 2018, ulteriormente aumentata al 95,88% per la sottoscrizione da parte di Enel Sudeste dell'aumento di capitale di Eletropaulo.

L'investimento complessivo di Enel Sudeste per l'acquisto di tale partecipazione ammonta a 1.541 milioni di euro.

Ristrutturazione del portafoglio ibrido

Il 15 maggio 2018 Enel ha lanciato con successo sul mercato europeo un'emissione multi-tranche di prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi denominati in euro, destinati a investitori istituzionali e aventi una durata media di circa sette anni, per un ammontare complessivo pari a 1,250 miliardi di euro. L'operazione ha raccolto adesioni per un importo superiore a 3 miliardi di euro.

L'emissione è effettuata in esecuzione di quanto deliberato il 9 maggio scorso dal Consiglio di Amministrazione della Società, il quale ha autorizzato l'emissione da parte di Enel, entro il 31 dicembre 2019, di uno o più nuovi pre-

stiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi, per un importo massimo pari al controvalore di 3,5 miliardi di euro.

L'operazione è strutturata nelle seguenti tranche:

→ 500 milioni di euro, con scadenza 24 novembre 2078 e cedola fissa annuale del 2,500% fino alla prima data di rimborso anticipato, prevista il 24 novembre 2023. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al tasso Euro Mid Swap di riferimento incrementato di un margine di 209,6 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 24 novembre 2028 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 24 novembre 2043. La cedola fissa è pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di novembre, a partire dal 24 novembre 2018. Il prezzo di emissione è stato fissato al 99,375% e il rendimento effettivo alla prima data di rimborso anticipato è pari al 2,625%;

→ 750 milioni di euro, con scadenza 24 novembre 2081 e cedola fissa annuale del 3,375% fino alla prima data di rimborso anticipato, prevista il 24 novembre 2026. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al tasso Euro Mid Swap di riferimento, incrementato di un margine di 258 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 24 novembre 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 24 novembre 2046. La cedola fissa è pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di novembre, a partire dal 24 novembre 2018. Il prezzo di emissione è stato fissato al 99,108% e il rendimento effettivo alla prima data di rimborso anticipato è pari al 3,500%.

L'operazione si è conclusa in data 24 maggio 2018.

Inoltre, nel corso del mese di maggio 2018 sono state realizzate ulteriori operazioni:

→ un'offerta di scambio volontaria non vincolante (Exchange Offer), promossa dal 14 maggio 2018 al 18 maggio 2018, attraverso la quale Enel ha acquistato 250,019 milioni di euro dell'obbligazione ibrida da 1.000 milioni di euro, emessa dalla stessa Enel nel mese di gennaio 2014 con scadenza 15 gennaio 2075. Il corrispettivo di tale acquisto è costituito da:

- un incremento di 250,019 milioni di euro dell'ammontare della tranche sopra descritta con scadenza 24 novembre 2078 che passa da 500 milioni di euro a 750,019 milioni di euro;
- una componente in denaro per un ammontare complessivo pari a 20.909.088,97 euro;





→ un'offerta volontaria non vincolante (Tender Offer) promossa dal 14 maggio 2018 al 18 maggio 2018, attraverso la quale Enel ha acquistato per cassa 731,744 milioni di euro dell'obbligazione ibrida da 1.250 milioni di euro emessa dalla stessa Enel nel mese di settembre 2013 con scadenza 10 gennaio 2074.

Le operazioni sopra descritte sono in linea con la strategia finanziaria del Gruppo Enel delineata nel Piano Strategico 2018-2020.

Enel finalizza l'acquisizione del 21% di Ufinet International

Il 3 luglio 2018 Enel, tramite Enel X International, interamente controllata da Enel X, la società per soluzioni energetiche avanzate del Gruppo, ha finalizzato l'acquisizione da una holding controllata da Sixth Cinven Fund (fondo gestito dalla società di private equity internazionale Cinven), a fronte di un investimento di 150 milioni di euro, di circa il 21% del capitale di una società veicolo ("NewCo"), nella quale è confluito il 100% di Ufinet International, operatore wholesale di reti in fibra ottica leader in America Latina. Sixth Cinven Fund, a sua volta, detiene circa il 79% del capitale della NewCo. Enel X International e Sixth Cinven Fund detengono il controllo congiunto di Ufinet International, ciascuno esercitando il 50% dei diritti di voto nell'assemblea degli azionisti della NewCo. In base agli accordi tra le parti, con il closing dell'operazione Enel X International ha un'opzione call per acquisire la partecipazione di Sixth Cinven Fund, che potrà esercitare tra il 31 dicembre 2020 e il 31 dicembre 2021, con un investimento aggiuntivo compreso fra 1.320 milioni di euro e 2.100 milioni di euro e definito sulla base di determinati indicatori di performance. Nel caso in cui Enel X International non eserciti l'opzione call entro il 31 dicembre 2021, verrà meno il suo controllo congiunto sulla NewCo. In tale ipotesi, Sixth Cinven Fund potrà vendere la sua partecipazione con diritto di drag along su quella di Enel X International, mentre quest'ultima avrà un diritto di tag along nel caso in cui Sixth Cinven Fund riduca la propria partecipazione al di sotto del 50% del capitale della NewCo. Ufinet International, per la dimensione delle sue attività, per il modello di business sviluppato e per il footprint geografico, rappresenta per il Gruppo Enel una significativa opportunità per accelerare lo sviluppo nel settore della banda ultralarga in America Latina, che, in linea con il Piano Strategico 2018-2020 del Gruppo, è parte degli obiettivi di business di Enel X. Con

questa operazione, il Gruppo raggiunge un posizionamento immediato nel mercato latino-americano dei servizi a valore aggiunto, accelerandone lo sviluppo tramite competenze e tecnologie già consolidate da Ufinet International e accedendo a un vasto portafoglio di clienti in un'area geografica caratterizzata da elevati tassi di crescita e di urbanizzazione.

Avviata la fusione per incorporazione in Enel di Enel Holding Chile e Hydromac Energy

Enel, il 16 luglio, ha annunciato che è stato depositato presso il Registro delle Imprese di Roma il progetto di fusione per incorporazione in Enel di Enel Holding Chile Srl ("Enel Holding Chile"), società interamente partecipata da Enel in via diretta, e Hydromac Energy Srl ("Hydromac Energy"), società interamente partecipata da Enel per il tramite di Enel Holding Chile, approvato dagli organi di amministrazione delle suddette società.

L'operazione si inquadra nell'ambito del processo di semplificazione della struttura societaria del Gruppo, che rappresenta uno dei principi fondamentali del Piano Strategico 2018-2020 di Enel. In particolare, l'operazione consentirà di consolidare in capo a Enel la partecipazione del Gruppo in Enel Chile SA, pari al 61,93%, attualmente detenuta, in via diretta, dalla stessa Enel per il 43,03% e, in via indiretta, tramite Hydromac Energy per il 18,88% ed Enel Holding Chile per lo 0,02%.

Il 20 settembre 2018 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha approvato la fusione per incorporazione delle società interamente controllate Enel Holding Chile Srl e Hydromac Energy Srl in Enel.

Enel Green Power sottoscrive finanziamento da 950 milioni di euro per 700 MW di nuovi impianti eolici in Sudafrica

Il 1° agosto 2018 Enel Green Power RSA ("EGP RSA"), la controllata sudafricana del Gruppo Enel per le energie

rinnovabili, ha sottoscritto con due importanti finanziatori, Nedbank Limited e Absa, tutti gli accordi di project finance per un importo massimo di 950 milioni di euro, ovvero fino all'80% dell'investimento totale di circa 1,2 miliardi di euro relativo a un portafoglio di cinque nuovi progetti eolici per una capacità totale di circa 700 MW. I cinque impianti – Nxuba, Oyster Bay, Garob, Karusa e Soetwater – hanno una capacità di circa 140 MW ciascuno. Il Gruppo Enel conferirà circa 230 milioni di euro in capitale per la costruzione dei cinque parchi eolici. Dopo la firma di questi accordi, che sancisce il cosiddetto "financial close", i lavori di costruzione del primo progetto, quello di Nxuba, dovrebbero iniziare entro la fine del 2018. Dopo l'avvio dei lavori di Nxuba, la costruzione di Oyster Bay e Garob dovrebbe iniziare entro il primo semestre del 2019, mentre quella di Soetwater e Karusa dovrebbe avvenire nel secondo semestre dello stesso anno. Nxuba dovrebbe entrare in esercizio nel secondo semestre del 2020, Oyster Bay nel primo semestre del 2021, mentre Garob, Soetwater e Karusa nel secondo semestre del 2021. Entro il 2021 dovrebbero entrare a regime tutti e cinque i parchi eolici.

Enel avvia la costruzione del progetto solare Ngonye, il suo primo impianto nello Zambia

Il 22 agosto 2018 Enel Green Power ("EGP"), la Linea di Business Globale per le energie rinnovabili del Gruppo Enel, ha avviato i lavori di costruzione di Ngonye, un impianto solare fotovoltaico da 34 MW. Ngonye fa parte del programma Scaling Solar del Gruppo della Banca Mondiale attuato dalla Industrial Development Corporation ("IDC") dello Zambia, la società da cui nel giugno 2016 Enel si è aggiudicata il diritto alla proprietà, allo sviluppo, al finanziamento, alla costruzione e alla gestione dell'impianto. Enel investirà circa 40 milioni di dollari statunitensi nella costruzione di Ngonye, il cui completamento è atteso nel primo trimestre del 2019. L'impianto solare Ngonye, che sarà di proprietà di una società veicolo controllata da EGP per l'80% e da IDC per il restante 20%, commercializzerà l'energia prodotta nel quadro di un accordo di fornitura energetica di 25 anni siglato con ZESCO, una utility di proprietà statale. A regime, l'impianto dovrebbe produrre

circa 70 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 45.000 tonnellate di CO₂ l'anno.

Aggiornamento dei termini contrattuali per la cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne

Il 4 settembre 2018 Enel Produzione SpA, società controllata al 100% da Enel SpA, e la società ceca Energetický a Průmyslový Holding AS ("EPH") hanno firmato un accordo che modifica alcuni termini e condizioni del contratto (il "Contratto") sottoscritto in data 18 dicembre 2015 concernente la vendita della partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne a.s. ("Slovenské elektrárne"), in linea con quanto concordato nel Term Sheet firmato dalle parti nel mese di maggio 2017. Tale accordo è divenuto efficace a seguito del soddisfacimento delle condizioni sospensive previste dal finanziamento subordinato indicato di seguito.

Per effetto delle modifiche concordate tra Enel Produzione ed EPH, e contenute nell'accordo sopracitato, il Contratto disciplina anche i rapporti tra le parti per quanto riguarda il relativo supporto finanziario che le stesse forniranno a Slovenské elektrárne a servizio del completamento delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce. In particolare, il Term Sheet prevede che Enel Produzione provvederà a concedere, direttamente o attraverso altra società del Gruppo Enel, un finanziamento subordinato alla HoldCo, che dovrà renderlo disponibile a Slovenské elektrárne, per un importo massimo di 700 milioni di euro e con scadenza nel gennaio 2027. Il Contratto – che contempla la cessione da parte di Enel Produzione a EP Slovakia del restante 50% del capitale della HoldCo mediante l'esercizio delle rispettive opzioni put o call – è stato inoltre aggiornato per indicare che il rimborso anticipato del finanziamento (o la sua scadenza) rappresenta una condizione aggiuntiva per l'esercizio delle opzioni sopra indicate. Ciò significa che l'esercizio di tali opzioni potrà aver luogo in concomitanza con la prima tra le seguenti date: (a) 12 mesi dall'ottenimento del Trial Operation Permit dell'unità 4 della centrale nucleare di Mochovce; o (b) la cosiddetta "Long Stop Date"⁵ e, in

⁵ La Long Stop Date è la data decorsa la quale è consentito sia a Enel Produzione sia a EP Slovakia di esercitare le rispettive opzioni put e call, anche in assenza del completamento delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce.





entrambi i casi, solo una volta che la condizione aggiuntiva di cui sopra si sia verificata.

Sulla base dell'attuale programma di lavoro e in linea con le modifiche apportate al Contratto, si prevede che le indicate opzioni put e call diventino esercitabili entro la prima metà del 2021. Inoltre, la Long Stop Date, inizialmente fissata al 30 giugno 2022, è stata posticipata di 12 mesi rispetto al termine originario.

Il Contratto, infine, prevede ora che il già contemplato meccanismo di conguaglio del corrispettivo complessivo delle due fasi dell'operazione, da applicare al perfezionamento della seconda di tali fasi sulla base di vari parametri, venga integrato con un meccanismo di compensazione di ogni importo eventualmente dovuto da Enel Produzione a EP Slovakia con quanto dovuto da quest'ultima o da EPH in favore di società del Gruppo Enel a titolo di capitale e/o interessi nel caso in cui EP Slovakia o EPH subentrino nel finanziamento al momento del closing della seconda fase dell'operazione.

Enel Green Power si aggiudica contratto per 34 MW di nuova capacità solare in una gara per le rinnovabili in Australia

L'11 settembre 2018 il Gruppo Enel, attraverso la controllata per le rinnovabili Enel Green Power Australia Pty Ltd ("Enel Green Power Australia"), si è aggiudicato un contratto quindicennale, da 34 MW, con lo Stato australiano di Victoria per la produzione dell'energia e dei certificati verdi generati dal parco solare Cohuna Solar Farm. Il contratto è stato conferito attraverso una gara pubblica per le rinnovabili ("reverse auction") indetta lo scorso anno dallo Stato di Victoria. Si prevede che Enel investirà circa 42 milioni di dollari statunitensi nell'impianto solare, la cui costruzione dovrebbe iniziare nel primo semestre del 2019. L'entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2019 e l'energia prodotta verrà venduta nel quadro di un accordo di fornitura energetica di 15 anni ("Support Agreement") con lo Stato di Victoria. La gara è stata lanciata nel novembre 2017 per 650 MW di capacità rinnovabile, di cui 100 MW riservata al solare, e fa parte della strategia dello Stato di Victoria per assicurare che il 25% della produzione di elettricità provenga da fonti rinnovabili entro il

2020 e il 40% entro il 2025 ("VRET", Victoria's Renewable Energy Target).

Enel Finance International lancia bond da 4 miliardi di dollari USA sul mercato americano

Il 12 settembre 2018 Enel Finance International NV ("EFI"), la società finanziaria del Gruppo controllata da Enel SpA ("Enel"), ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali un'emissione obbligazionaria multi-tranche destinata a investitori istituzionali per un totale di 4 miliardi di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 3,5 miliardi. L'emissione, garantita da Enel, ha ricevuto richieste in esubero per circa tre volte, totalizzando ordini per un ammontare pari a circa 11 miliardi di dollari statunitensi. L'emissione obbligazionaria rientra nella strategia di finanziamento del Gruppo Enel e di rifinanziamento del debito consolidato in scadenza. L'elevata domanda da parte degli investitori per questa terza emissione lanciata sul mercato statunitense da Enel dal 2017 a oggi conferma ancora una volta l'apprezzamento dei mercati finanziari per la solidità dei fondamentali, dei risultati economici e della struttura finanziaria del Gruppo. L'operazione è strutturata nelle seguenti tranche:

- 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 4,250% con scadenza 2023;
- 1.500 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 4,625% con scadenza 2025;
- 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 4,875% con scadenza 2029.

Alle tranche sopra indicate, in considerazione delle relative caratteristiche, è stato assegnato un rating provvisorio pari a BBB+ da parte di Standard & Poor's, a Baa2 da parte di Moody's e a BBB+ da parte di Fitch. Il rating di Enel è BBB+ (stable) per Standard & Poor's, Baa2 (stable) per Moody's e BBB+ (stable) per Fitch.

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 preli-

minari di Lecce dispone il sequestro della centrale termoelettrica di Brindisi-Cerano.

Detto provvedimento si inserisce nel contesto di un'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 riutilizzo dei residui identico a quello delle più efficienti centrali europee e del resto del mondo, nel rispetto dei più moderni 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, a decorrere dal 13 febbraio 2018, per il deposito della loro relazione.

Nel frattempo, a seguito di istanza di Enel Produzione in data 19 aprile 2018 e tenuto conto delle esigenze connesse alla necessità di assicurare il funzionamento della centrale, il GIP ha autorizzato la società all'"utilizzo" della richiamata soluzione gestoria, finalizzata ad attuare una separazione delle ceneri per fasi di funzionamento, quale misura attuativa delle prescrizioni imposte dal decreto di sequestro. A seguito di detta autorizzazione e nelle more dell'espletamento dell'incidente probatorio, il GIP ha successivamente disposto, a istanza di Enel Produzione una nuova autorizzazione provvisoria di 90 giorni a decorrere dal 24 maggio 2018.

In data 16 luglio 2018 i periti nominati dal GIP hanno depositato la "Relazione tecnica preliminare" i cui esiti confermano la validità dell'operato di Enel Produzione circa la classificazione delle ceneri come "rifiuto non pericoloso" e la loro idoneità all'utilizzo in processi produttivi secondari come la produzione di cemento.

Il 19 luglio 2018 Enel Produzione ha, pertanto, depositato all'autorità giudiziaria istanza di dissequestro dell'impianto e delle somme oggetto di sequestro preventivo.

Il 23 luglio 2018, inoltre, Enel Produzione ha depositato la richiesta di ulteriore proroga di 90 giorni, a decorrere dal 22 agosto 2018, per l'uso dell'impianto.

Successivamente, il 1° agosto 2018, la Procura di Lecce ha proceduto al dissequestro della centrale che ha comportato il venir meno della custodia/amministrazione giudiziaria dell'impianto e il riaccredito della somma (circa 523 milioni di euro) a Enel Produzione. Tuttavia, la fase



delle indagini preliminari risulta comunque pendente sia nei confronti degli indagati persone fisiche sia della società ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001.

In data 10 ottobre 2018 è stata depositata la "Relazione tecnica definitiva", concernente un'integrazione relativa a una parte degli esiti analitici, dipesa dal fatto che essi non risultavano ancora disponibili in luglio all'atto del deposito della relazione preliminare.

Il 6 dicembre 2018 il GIP presso il Tribunale di Lecce, su richiesta della Procura, aveva disposto per il 22 gennaio 2019 la fissazione dell'udienza per l'esame dei periti sulla consulenza depositata. Il GIP ha poi rinviato l'udienza al 15 aprile 2019.

Enel Green Power España avvia la costruzione del suo più grande parco solare in Spagna

Enel Green Power España ("EGPE"), la società per le rinnovabili di Endesa, ha avviato i lavori di costruzione del parco solare fotovoltaico di Totana da 84,7 MW, il più grande della società in Spagna. L'investimento complessivo nella costruzione dell'impianto ammonta a circa 59 milioni di euro. Totana, situato nella regione di Murcia, dovrebbe entrare in esercizio nel terzo trimestre del 2019. A regime, l'impianto solare, composto da 248.000 pannelli fotovoltaici, sarà in grado di generare circa 150 GWh l'anno, evitando l'emissione annuale in atmosfera di circa 105.000 tonnellate di CO₂. Totana è il primo di sette impianti solari, con una capacità totale di 339 MW, aggiudicati a EGPE nella terza asta per le rinnovabili indetta dal Governo spagnolo nel luglio 2017.

Enel finalizza la vendita di una partecipazione di maggioranza per 1,8 GW di capacità rinnovabile in Messico, mantenendo la gestione degli impianti

Enel SpA ("Enel"), attraverso la controllata per le rinnovabili Enel Green Power SpA ("EGP"), ha perfezionato, in data 28

settembre 2018, l'operazione con Caisse de dépôt et placement du Québec ("CDPQ"), un investitore istituzionale di lungo termine, e il veicolo di investimento dei principali fondi pensione messicani CKD Infraestructura México SA de Cv ("CKD IM"), relativa alla cessione dell'80% del capitale di otto società veicolo ("SPV"), proprietarie in Messico di altrettanti impianti in esercizio e in costruzione, per una capacità complessiva di 1,8 GW. A seguito del perfezionamento dell'operazione EGP e CDPQ possiedono rispettivamente il 20% e il 40,8% del capitale delle SPV tramite una holding di nuova costituzione ("Kino Holding"), mentre CKD IM possiede il 39,2% del capitale delle stesse SPV tramite nuove sub-holding ("Mini HoldCos"). EGP manterrà la gestione operativa degli impianti di cui sono titolari le società veicolo e completerà quelli ancora in costruzione tramite due controllate di nuova costituzione. Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2020, EGP potrà conferire o cedere ulteriori impianti, incrementando la sua partecipazione indiretta nelle società veicolo e divenendone azionista di maggioranza.

L'enterprise value del 100% delle SPV è pari a circa 2,6 miliardi di dollari statunitensi, con equity value pari a circa 0,3 miliardi, project financing per circa 0,8 miliardi e finanziamenti tra parti correlate per un totale di 1,5 miliardi. A seguito del perfezionamento dell'operazione, CDPQ e CKD IM hanno pagato 1,4 miliardi di dollari statunitensi, di cui un corrispettivo di circa 0,2 miliardi per la partecipazione di maggioranza nelle SPV e circa 1,2 miliardi per finanziamenti tra parti correlate concessi alle SPV. Il corrispettivo pagato è soggetto agli adeguamenti usuali per questa tipologia di operazioni, principalmente legati a variazioni del capitale circolante netto delle società veicolo. L'operazione è stata realizzata applicando il modello "Build, Sell and Operate" (BSO), in linea con il Piano Strategico di Gruppo.

Fortaleza - Brasile

La società Petroleo Brasileiro SA - Petrobras, in qualità di fornitore di gas per la centrale di Fortaleza (Central Geradora Termoeletrica 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, delle Miniere e dell'Energia.

CGTF, al fine di garantire la sicurezza elettrica in Brasile, aveva avviato un'azione legale ordinaria contro Petrobras con una richiesta di tutela cautelare ottenendo, a fine 2017, un provvedimento cautelare dall'autorità giudiziaria che aveva sospeso la risoluzione del contratto il quale era stato dichiarato ancora in essere.

Successivamente, il 27 febbraio 2018, la Corte ha deciso di estinguere l'azione avviata da CGTF davanti alla giurisdizione ordinaria e, di conseguenza, di revocare la misura cautelare che aveva permesso la fornitura di gas. CGTF ha presentato alcuni ricorsi avverso queste ultime decisioni sotto il profilo sia cautelare sia ordinario, ottenendo un secondo provvedimento favorevole che ha consentito la produzione della centrale per qualche tempo ma che è stato successivamente revocato. CGTF ha impugnato questa decisione, confidando che il potere giudiziario riconosca l'obbligo di Petrobras di adempiere al contratto. Nel frattempo, 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, si è ottenuto un provvedimento cautelare a favore di CGTF con il quale si dispone la sospensione del pagamento di alcuni importi da parte di CGTF a favore di Enel Distribuição Ceará (acquirente dell'energia prodotta). Il 25 ottobre 2018 è stata ottenuta un'ulteriore misura cautelare a favore di CGTF con la quale è stato ordinato il ripristino dell'obbligo di fornitura di gas da parte di Petrobras.

Enel Green Power España avvia la costruzione di tre parchi eolici in Spagna

Il 9 ottobre 2018 Enel Green Power España ("EGPE") ha avviato i lavori di costruzione di tre parchi eolici per una capacità complessiva di 128 MW, nelle municipalità di Muniesa e Alacón, nella provincia di Teruel, nella regione di Aragona. I tre impianti sono Muniesa da 46,8 MW, Farlán da 41,4 MW e San Pedro de Alacón da 39,9 MW. I nuovi impianti richiederanno un investimento totale di circa 130 milioni di euro. I tre parchi eolici dovrebbero entrare in servizio entro la fine del 2019. Una volta a regime, gli impianti saranno in grado di generare 412 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 270.000 tonnellate di CO₂.

Enel prepara l'aumento della propria partecipazione in Enel Américas per un massimo del 5%

Il 16 ottobre 2018 Enel ha annunciato di aver stipulato due contratti di share swap (le "Operazioni di Share Swap") con un istituto finanziario, al fine di incrementare la propria partecipazione nella controllata cilena quotata Enel Américas SA ("Enel Américas"). In base a quanto previsto dalle Operazioni di Share Swap, Enel può acquistare, in date che si prevede ricorrano entro il quarto trimestre del 2019: (i) fino a 1.895.936.970 azioni ordinarie di Enel Américas, e (ii) fino a 19.533.894 American depositary shares ("ADS") di Enel Américas, ognuna delle quali è equivalente a 50 delle predette azioni ordinarie.

Le suddette azioni rappresentano complessivamente fino al 5,0% del capitale di Enel Américas.

Il numero complessivo di azioni ordinarie e di ADS di Enel Américas effettivamente acquistate da Enel nell'ambito delle indicate Operazioni di Share Swap dipenderà dalla capacità dell'istituto finanziario che agisce quale controparte di effettuare le previste coperture nell'ambito delle operazioni stesse.

L'incremento della partecipazione di Enel in Enel Américas risulta in linea con il Piano Strategico 2018-2020 del Gruppo Enel, che risulta focalizzato sulla riduzione della presenza delle partecipazioni di minoranza nelle società del Gruppo che operano in Sud America. Alla data del 31 dicembre 2018 l'ulteriore quota di interessenza del Gruppo in Enel Américas è pari al 2,43%.

Cessione Enel Finale Emilia

In data 18 ottobre 2018 Enel Green Power ha perfezionato al prezzo di 59 milioni di euro la cessione dell'impianto in esercizio di produzione di energia elettrica da biomasse di Finale Emilia. La cessione si inquadra all'interno di un accordo firmato dal Gruppo Enel con F2i SGR per la cessione dell'intero portafoglio di impianti di produzione di energia elettrica da biomasse in Italia per una potenza installata complessiva netta pari a circa 108 MW. L'accordo riguarda in particolare gli impianti in esercizio di Mercure e Finale Emilia, situati





rispettivamente in Calabria e in Emilia-Romagna, il 50% di PowerCrop – la joint venture paritetica Enel Maccaferri – che detiene gli impianti in costruzione di Russi e Macchiareddu, ubicati rispettivamente in Emilia Romagna e in Sardegna, e il progetto per la costruzione dell'impianto in fase di autorizzazione di Casei Gerola, in Lombardia.

L'operazione, che si colloca nell'ambito della strategia del Gruppo di gestione attiva e rotazione degli asset, ha comportato un corrispettivo per la cessione dell'intero portafoglio di impianti pari a circa 335 milioni di euro.

Enel Green Power avvia la costruzione di un impianto solare fotovoltaico da 475 MW in Brasile

Il 22 ottobre 2018 Enel Green Power Brasil Participações Ltda ("EGPB") ha avviato la costruzione del parco solare São Gonçalo da 475 MW a São Gonçalo do Gurguéia, nello Stato brasiliano nordorientale di Piauí. São Gonçalo, che dovrebbe entrare in esercizio nel 2020, è il più grande impianto fotovoltaico attualmente in corso di costruzione del Sud America. Il Gruppo investirà circa 1,4 miliardi di real brasiliani per la costruzione di São Gonçalo, pari a circa 390 milioni di dollari statunitensi. Una volta entrato a regime, l'impianto sarà in grado di generare oltre 1.200 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 600.000 tonnellate di CO₂. Dei 475 MW di capacità installata di São Gonçalo, 388 MW sono stati assegnati al Gruppo Enel all'esito dell'asta pubblica brasiliana A-4 del dicembre 2017 e verranno commercializzati nel quadro di contratti ventennali di fornitura a un pool di società di distribuzione operanti sul mercato regolamentato del Paese. I restanti 87 MW produrranno energia per il mercato libero.

Enel Green Power España avvia la costruzione di 127 MW di nuova capacità solare in Spagna

In data 23 ottobre Enel Green Power España ("EGPE") ha avviato la costruzione di tre impianti solari nelle comuni-

capità di Logrosán per una capacità complessiva di circa 127 MW. I tre impianti fotovoltaici di Baylio, Dehesa de los Guadalupe e Furatena richiederanno un investimento totale di circa 100 milioni di euro e avranno ciascuno una capacità installata di oltre 42 MW. I tre impianti solari, composti da circa 372.000 moduli fotovoltaici, dovrebbero entrare in servizio entro la fine del 2019. I lavori di costruzione seguiranno il modello di "Sustainable Construction Site" di Enel Green Power.

Enel firma un accordo di cooperazione strategica con le ferrovie russe

In data 24 ottobre 2018 Enel SpA tramite RusEnergSbyT, la joint venture russa tra Enel ed ESN, ha siglato un accordo di cooperazione strategica e ampliamento della partnership con la società per azioni Russian Railways, che include un'estensione del contratto di fornitura energetica che lega le due società dal 2008.

Enel Green Power e Nareva firmano i contratti di finanziamento per avviare la costruzione del parco eolico Midelt da 180 MW in Marocco

Il 5 novembre 2018 l'utility marocchina ONEE (Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable), l'agenzia marocchina per l'energia sostenibile (Moroccan Agency for Sustainable Energy, MASEN) e Midelt Wind Farm SA, società veicolo detenuta dalla stessa ONEE e dal consorzio costituito da Enel Green Power ("EGP") con Nareva, la principale azienda elettrica indipendente in Marocco, hanno firmato il cosiddetto "financial close" per avviare la costruzione a Midelt del primo dei parchi eolici inclusi nel Projet Eolien Intégré da 850 MW. I lavori di costruzione del nuovo parco, che avrà una capacità di 180 MW, dovrebbero terminare in 24 mesi. Il Projet Eolien Intégré da 850 MW è stato aggiudicato al consorzio formato da EGP e Nareva a seguito di una gara internazionale. L'investimento totale nel parco eolico di Midelt ammonta a 2,5 miliardi di dirham marocchini, equivalenti a circa 230

milioni di euro, ed è finanziato dagli azionisti tramite equity e da ONEE tramite debito.

Enel e Sapienza insieme per la “Smart Solar House”, la casa del futuro intelligente e sostenibile

Il 15 novembre 2018 è stata presentata a Dubai, nel contesto del concorso internazionale di architettura “Solar Decathlon Middle East 2018”, la “Smart Solar House”, il prototipo dell’abitazione del futuro, sviluppato dal Gruppo Enel in collaborazione con un team di circa 50 studenti e dottorandi della Sapienza. Il progetto di casa intelligente e sostenibile, alimentata dalla sola energia solare, utilizza i più avanzati sistemi tecnologici, tra cui Internet of Things (IoT), domotica e infrastrutture Enel per la ricarica dei veicoli elettrici, oltre a essere realizzata interamente in legno e in altri materiali a basso impatto ambientale.

Enel Green Power España avvia la costruzione di tre nuovi impianti fotovoltaici nell’Estremadura spagnola

Il 28 novembre 2018 Enel Green Power España (“EGPE”), la Linea di Business per le rinnovabili di Endesa, ha avviato i lavori di costruzione di tre parchi solari per una capacità totale di circa 127 MW nelle municipalità di Casas de Don Pedro e Talarrubias, i primi della società nella provincia di Badajoz, nell’Estremadura spagnola. I tre impianti fotovoltaici, Navalvillar, Valdecaballero e Castilblanco, avranno una capacità installata di oltre 42 MW ciascuno e richiederanno un investimento complessivo di circa 100 milioni di euro. I tre parchi solari entreranno in esercizio entro la fine del 2019. A regime, gli impianti, che comprendono più di 372.000 pannelli fotovoltaici, saranno in grado di generare circa 250 GWh l’anno, evitando l’emissione in atmosfera di oltre 165.000 tonnellate di CO₂. I lavori di costruzione si svolgeranno secondo il modello “Sustainable Construction Site” di Enel Green Power, con uso di

energia rinnovabile per soddisfare il fabbisogno energetico dei lavori grazie a un impianto fotovoltaico da 20 kW per alimentare i tre cantieri, oltre alle iniziative mirate al coinvolgimento della popolazione locale in questa fase.

Enel Green Power avvia la costruzione di un nuovo parco eolico da 244 MW in Messico

L’11 dicembre 2018 il Gruppo Enel, tramite la controllata per le rinnovabili Enel Green Power México (“EGPM”), ha avviato i lavori di costruzione del parco eolico Dolores (244 MW) nella municipalità di China. L’impianto, il primo che Enel costruisce nello Stato di Nuevo León, richiederà un investimento complessivo di circa 280 milioni di dollari statunitensi, in linea con il Piano Strategico della Società. Si prevede che il parco eolico Dolores entrerà in servizio nella prima metà del 2020.

Enel Green Power avvia la produzione di HillTopper, il suo primo parco eolico in Illinois, USA

Il 12 dicembre 2018 Enel, attraverso la sua controllata statunitense per le rinnovabili Enel Green Power North America Inc. (“EGPNA”), ha avviato le attività del parco eolico HillTopper da 185 MW, il primo di sua proprietà nello Stato dell’Illinois. La costruzione di HillTopper ha richiesto un investimento di circa 325 milioni di dollari statunitensi.

Enel Green Power esce dall’Uruguay con la vendita di 50 MW di capacità eolica per 120 milioni di dollari USA

Il 14 dicembre 2018 Enel Green Power SpA ha perfezionato un accordo con la società energetica Atlantica Yield relativo alla cessione della controllata al 100% Enel Green





Power Uruguay SA ("EGP Uruguay"), a sua volta proprietaria tramite la società veicolo Estrellada SA del parco eolico di Melowind da 50 MW a Cerro Largo, a circa 320 km da Montevideo. Enel Green Power ha venduto la sua controllata in Uruguay per circa 120 milioni di dollari statunitensi, l'equivalente dell'enterprise value della società.

Enel Green Power cede a F2i il 50% nella joint venture EF Solare Italia

Il 21 dicembre 2018 Enel SpA, attraverso la controllata Enel Green Power SpA ("EGP"), ha venduto la sua quota del 50% nella joint venture EF Solare Italia SpA ("EFSI"), detenuta tramite Marte Srl, una società interamente controllata da EGP, all'altro partner della joint venture, F2i SGR SpA ("F2i"), per un corrispettivo di 214 milioni di euro. Secondo quanto previsto dall'accordo di compravendita, EFSI, che acquista e gestisce impianti solari in esercizio in Italia, ha un enterprise value di circa 1,3 miliardi di euro, di cui circa 430 milioni di euro di equity value e circa 900 milioni di euro di indebitamento verso terzi.

Relazioni industriali Endesa

Dopo una serie di riunioni della Comisión Negociadora del V Convenio Colectivo de Endesa (Comisión Negociadora), iniziate a ottobre 2017 e susseguites per tutto il 2018, considerata l'impossibilità di raggiungere un accordo, Endesa ha comunicato ai lavoratori e alle loro

rappresentanze sindacali che, con effetto dal 1° gennaio 2019, il IV Contratto Collettivo deve considerarsi risolto alla stregua dei cosiddetti "contratto quadro di garanzia" e dell'"accordo sulle misure volontarie di sospensione o risoluzione dei contratti di lavoro nel periodo 2013-2018", stabilendo l'applicazione, a partire da tale data, della normativa generale sul lavoro, nonché dei criteri giurisprudenziali stabiliti in materia.

Nonostante i negoziati della citata Comisión Negociadora siano ripresi a febbraio 2019, le divergenze interpretative tra Endesa e le rappresentanze sindacali circa gli effetti della risoluzione del IV Contratto Collettivo per quanto attiene, in particolare, ai benefici sociali riconosciuti al personale in pensione, hanno comportato l'avvio di un'azione giudiziale di interesse collettivo da parte dei sindacati aventi rappresentanza in azienda. Al 31 dicembre 2018, il giudizio in questione risulta pendente in primo grado.

Funac

Con legge n. 20416 del 5 febbraio 2019, lo Stato di Goiás ha ridotto dal 25 aprile 2015 al 24 aprile 2012 il periodo di operatività del sistema di beneficio fiscale che permetteva a Enel Distribuição Goiás 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 25 febbraio 2019 Enel Distribuição Goiás ha impugnato la suddetta legge in via cautelare ("writ of mandamus") dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás che ha respinto tale ricorso in data 26 febbraio 2019. Enel Distribuição Goiás presenterà appello avverso questa decisione.

Scenario di riferimento

Enel e i mercati finanziari

	2018	2017
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,61	1,54
Risultato operativo per azione (euro)	0,97	0,96
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,47	0,37
Risultato netto ordinario del Gruppo per azione (euro)	0,40	0,36
Dividendo unitario ⁽¹⁾ (euro)	0,28	0,237
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,12	3,42
Prezzo massimo dell'anno (euro)	5,39	5,58
Prezzo minimo dell'anno (euro)	4,24	3,84
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	4,94	5,39
Capitalizzazione borsistica ⁽²⁾ (milioni di euro)	50.254	54.761
Numero di azioni al 31 dicembre (milioni)	10.167	10.167

(1) Dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione del 21 marzo 2019.

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

		Corrente ⁽¹⁾	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Peso azioni Enel:					
- su indice FTSE-MIB		13,04%	13,86%	11,68%	11,41%
- su indice Bloomberg World Electric		3,71%	3,78%	3,92%	3,26%
Rating:					
Standard & Poor's	Outlook	STABLE	STABLE	STABLE	STABLE
	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
Fitch	Outlook	STABLE	STABLE	STABLE	STABLE
	M/L termine	A-	BBB+	BBB+	BBB+
	Breve termine	F2	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 15 febbraio 2019.

Nel 2018 l'economia mondiale è cresciuta di circa il 3%, in linea con i ritmi del 2017. Gli Stati Uniti e la Cina continuano a trainare la locomotiva mondiale, aiutati dagli effetti di politiche fiscali espansive, mentre la crescita nell'Eurozona si mantiene su tassi più contenuti.

La normalizzazione delle politiche monetarie nei Paesi avanzati (soprattutto negli Stati Uniti) ha generato forti pressioni sui mercati emergenti (in particolare quelli strutturalmente più deboli). L'incertezza geopolitica (derivante principalmente dalla guerra dei dazi) caratterizza persisten-





temente il contesto esterno. In Europa continuano senza significativi progressi le trattative riguardanti la Brexit, con l'ulteriore rinvio da parte del Parlamento britannico dell'approvazione dell'accordo preliminare raggiunto tra il primo ministro, Theresa May, e l'Unione Europea.

Permane tensione tra l'Italia e l'Unione Europea riguardo alle strategie di politica fiscale del Paese e alla coerenza con le stime di crescita economica. Nello specifico, in Italia la crescita è attesa nel 2018 in calo allo 0,9% rispetto all'1,6% registrato nel 2017.

In tale contesto economico, i principali indici azionari europei hanno chiuso il 2018 negativamente; l'indice spagnolo Ibex35 -15%, l'indice francese CAC40 -12% e il DAX30 tedesco -18%.

Nello specifico, l'indice italiano FTSE Italia All-Share ha registrato nell'anno una variazione negativa pari al -17%.

Il settore delle utility dell'area Euro ha chiuso l'esercizio con una lieve decrescita dell'1%.

Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2018 si è concluso a quota euro 5,044 per azione, con un decremento dell'1,7% rispetto all'anno precedente, registrando una moderata underperformance rispetto l'indice settoriale dell'area Euro.

Il 24 gennaio 2018 è stato liquidato un acconto sul dividendo pari a 0,105 euro relativo agli utili 2017 e il 25 luglio 2018 è stato pagato il saldo del dividendo per lo stesso esercizio per un importo pari a 0,132 euro. L'ammontare totale dei dividendi distribuiti nel corso del 2018 è stato pari a 0,237 euro, circa il 32% in più rispetto ai 18 centesimi distribuiti nel 2017. In relazione all'esercizio 2018, il 23 gennaio 2019 è stato pagato un acconto sul dividendo per un importo pari a 0,14 euro, mentre il pagamento del saldo del dividendo è previsto il 24 luglio 2019.

Al 31 dicembre 2018 l'azionariato Enel è composto per il 23,6% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 57,6% da investitori istituzionali (vs 57,5% al 31 dicembre

2017) e per il 18,8% da investitori individuali (vs 18,9% al 31 dicembre 2017).

Gli investitori ESG (Environmental, Social e Governance) sono in continuo aumento e rappresentano, al 31 dicembre 2018, circa il 10,5% del capitale sociale (vs 8,6% al 31 dicembre 2017).

L'incremento del peso degli investitori ESG nel capitale sociale di Enel riflette una crescente attenzione da parte del mercato finanziario a elementi di natura non finanziaria che contribuiscono alla creazione di valore sostenibile di lungo termine.

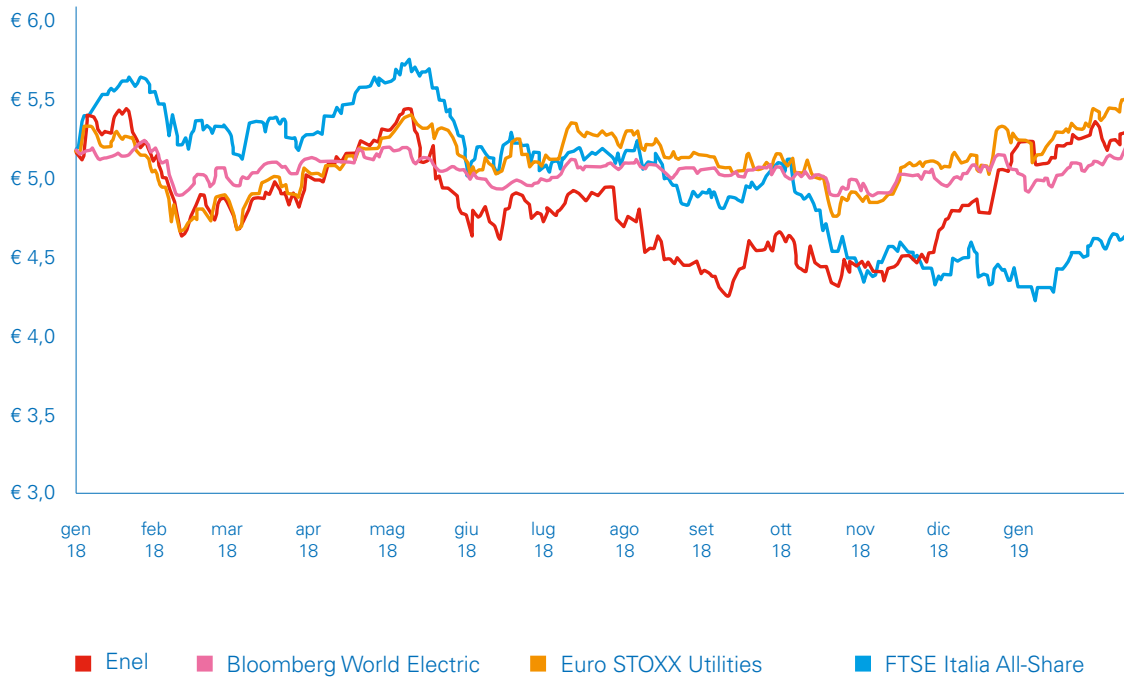
La transizione energetica in atto, con i trend di urbanizzazione, elettrificazione della domanda e decarbonizzazione, impatta in modo e con tempi differenti sull'intera catena del valore dell'energia elettrica.

Enel, grazie al suo business integrato e al suo posizionamento, massimizza le opportunità di creazione di valore sostenibile a lungo termine derivanti da tale transizione, ponendosi con la sua strategia come leader in tale ambito. La leadership di Enel in ambito ESG è rafforzata dalla stretta connessione tra strategia e attenzione al capitale umano, che favorisce la crescita economica e sociale delle comunità locali con cui Enel interagisce.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione Investor Relations (<https://www.enel.com/it/investors1>) e a scaricare l'app "Enel Investor Relations", dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle Assemblee, oltre ad aggiornamenti periodici sui temi di corporate governance.

Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: azionisti.retail@enel.com) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683051; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.com).

Andamento titolo Enel e indici Bloomberg World Electric, Euro STOXX Utilities e FTSE Italia All-Share, dal 1° gennaio 2018 al 31 gennaio 2019



Fonte: Bloomberg.



Indice dei prezzi al consumo (CPI)

%

	2018	2017	2018-2017
Italia	1,1	1,2	(0,1)
Spagna	1,7	2,0	(0,3)
Russia	2,9	3,7	(0,8)
Romania	4,6	1,3	3,3
Slovacchia	1,9	1,1	0,8
India	4,0	3,3	0,7
Sudafrica	4,6	5,3	(0,7)
Argentina	33,8	25,7	8,1
Brasile	3,7	3,5	0,2
Cile	2,7	2,2	0,5
Colombia	3,2	4,3	(1,1)
Messico	4,9	6,0	(1,1)
Perù	1,3	2,8	(1,5)
USA	2,4	2,1	0,3
Canada	2,3	1,6	0,7

Tassi di cambio

	2018	2017	2018-2017
Euro/Dollaro americano	1,181	1,1297	4,36%
Euro/Sterlina britannica	0,88	0,88	0,97%
Euro/Franco svizzero	1,15	1,11	3,73%
Dollaro americano/Yen giapponese	110,44	112,15	-1,55%
Dollaro americano/Dollaro canadese	1,30	1,30	-0,13%
Dollaro americano/Dollaro australiano	1,34	1,30	2,59%
Dollaro americano/Rublo russo	62,80	58,32	7,13%
Dollaro americano/Peso argentino	28,11	16,56	41,11%
Dollaro americano/Real brasiliano	3,66	3,19	12,68%
Dollaro americano/Peso cileno	642,04	648,70	-1,04%
Dollaro americano/Peso colombiano	2.958,13	2.951,36	0,23%
Dollaro americano/Nuovo sol peruviano	3,29	3,26	0,78%
Dollaro americano/Peso messicano	19,23	18,92	1,64%
Dollaro americano/Lira turca	4,84	3,65	24,63%
Dollaro americano/Rupia indiana	68,40	65,11	4,81%
Dollaro americano/Rand sudafricano	13,25	13,31	-0,45%

Il contesto economico energetico nel 2018

Andamento economico

Nel 2018 l'economia mondiale è cresciuta di circa il 3%⁶, in linea con i ritmi del 2017. Gli Stati Uniti e la Cina continuano a trainare la locomotiva mondiale, aiutati dagli effetti di politiche fiscali espansive, mentre la crescita nell'Eurozona si mantiene su tassi più contenuti. La normalizzazione delle politiche monetarie nei Paesi avanzati (soprattutto negli Stati Uniti) genera forti pressioni sui mercati emergenti (in particolare quelli strutturalmente più deboli). L'incertezza geopolitica caratterizza persistentemente il contesto esterno. Le politiche protezionistiche, sebbene costituiscano un rischio per la crescita mondiale, come sottolineato a più riprese da importanti istituzioni come il Fondo Monetario Internazionale (FMI), sono sempre più un'opzione valutata per il rilancio dell'economia nazionale. Tuttavia, nonostante la guerra commerciale intrapresa dagli Stati Uniti, la Cina registrerà nel 2018 il più grande surplus commerciale con Washington da oltre un decennio, con un avanzo in crescita del 17% rispetto al 2017. In Europa continuano senza significativi progressi le trattative riguardanti la Brexit, con l'ulteriore rinvio da parte del Parlamento britannico dell'approvazione dell'accordo preliminare raggiunto tra il primo ministro, Theresa May, e l'Unione Europea, mentre la minaccia di una procedura d'infrazione e le tensioni registrate tra l'Italia e l'Unione Europea riguardo alle strategie di politica fiscale del Paese sembrano al momento essere rientrate.

Gli Stati Uniti sono entrati nel nono anno del proprio ciclo espansivo. Nel 2018 l'economia, spinta dalla recente riforma fiscale approvata dall'Amministrazione Trump, è cresciuta del 2,2%. Il mercato del lavoro è solido, con un tasso di disoccupazione in continua discesa dal 2009 e che è adesso al 3,9%, circa 40 punti base più basso del livello strutturale. Il rafforzamento dell'economia, oltre il proprio potenziale, ha sostenuto l'inflazione; infatti, mediamente i prezzi al consumo da inizio anno sono cresciuti del 2,4%, un tasso ormai oltre il target del 2% stabilito dalla Federal Reserve (Fed). Al fine di evitare un eccessivo surriscaldamento la banca centrale statunitense ha proseguito il processo di normalizzazione della politica monetaria, alzando

ripetutamente il tasso benchmark (Fed funds rate target); l'ultimo rialzo di dicembre è stato pari a un quarto di punto portandolo a un intervallo compreso tra il 2,25% e il 2,5%.

L'Eurozona è cresciuta dell'1,8%, mostrando però segnali di rallentamento rappresentati da flessioni negli indicatori di attività reale e di fiducia (Purchasing Manager Index ed EC's Economic Sentiment Indicator). I prezzi al consumo sono aumentati dell'1,7%, sostenuti dalla componente energetica; infatti, l'inflazione core (riferimento principale per le decisioni di politica monetaria) è ancora modesta (1%), sebbene in rialzo. Il mercato del lavoro è in miglioramento: nei primi 11 mesi dell'anno il tasso di disoccupazione è stato pari all'8,2% (in riduzione rispetto allo scorso anno) e i salari reali in crescita rispetto al 2017. La Banca Centrale Europea (BCE) ha annunciato che il programma di acquisti straordinario (Quantitative Easing) si concluderà alla fine del 2018, ma l'istituzione monetaria continuerà a reinvestire i flussi derivanti dal rimborso dei titoli in scadenza per garantire favorevoli condizioni di liquidità; i tassi di interesse dovrebbero restare invariati almeno fino all'estate del 2019.

L'economia italiana nel 2018 è cresciuta dello 0,9% in termini annuali. Il mercato del lavoro presenta un tasso di disoccupazione annuo pari al 10,6% e salari reali in aumento, mentre la dinamica inflazionistica è stata pari a +1,1%, con una maggiore accelerazione dei prezzi nella seconda parte dell'anno. I prossimi mesi saranno particolarmente importanti per comprendere gli impatti della strategia fiscale e delle politiche economiche sul rilancio della produttività economica del Paese.

La Spagna continua a espandersi a ritmi superiori alla media dell'Eurozona (2,5% nel 2018), sostenuta soprattutto da una dinamica particolarmente favorevole dei consumi privati (2,3%) e degli investimenti (5,8%). Infatti, il miglioramento delle condizioni del mercato del lavoro (il tasso di disoccupazione adesso è pari al 15,4% rispetto al 2013,

6 Fonte: Oxford Economics.





quando era pari circa al 26%) e il livello d'inflazione contenuto (1,7% in media da inizio anno) hanno contribuito ad aumentare il potere d'acquisto delle famiglie e a migliorarne la fiducia sulle prospettive future.

La Russia è cresciuta del 2,3% nel 2018. Il basso livello d'inflazione, oltre a portare guadagni in termini di reddito reale, ha permesso l'abbassamento del costo del credito e il conseguente aumento dei volumi erogati, alimentando i consumi privati. Nella parte finale dell'anno, proprio a causa di un rallentamento della domanda e di una leggera pressione inflazionistica, si è registrato un intervento della banca centrale con un rialzo del tasso di interesse (+0,25%) a fini meramente cautelativi.

La Romania continua a espandersi a ritmi sostenuti (4,2% nel corso dell'anno) principalmente grazie alla crescita dei consumi. Per effetto della forte pressione della domanda domestica l'inflazione è ancora molto alta (4,6%) e oltre il target della banca centrale (1,0%-2,5%). Il tasso di riferimento della politica monetaria è stato alzato di 75 punti base da inizio anno, attualmente pari al 2,5%, nel tentativo di evitare un eccessivo surriscaldamento dell'economia.

In America Latina il deterioramento del quadro macroeconomico globale ha evidenziato le criticità strutturali di alcuni Paesi (*i.e.* Argentina, Brasile), mentre invece altre economie (*i.e.* Cile, Colombia, Perù) hanno mostrato un ottimo grado di resilienza. In generale in quasi tutti i Paesi di interesse per il Gruppo (unica eccezione è l'Argentina e in parte il Messico) assistiamo a una dinamica inflazionistica contenuta, che favorisce i consumi domestici rispettando i vincoli fiscali.

In Argentina la robusta espansione del primo trimestre (3,6% rispetto all'anno precedente) è stata seguita da una altrettanto forte contrazione del PIL, con una decrescita complessiva pari a -2,6%. Lato domanda, gli elevati tassi d'inflazione (*e.g.* circa 33,8%) comprimono il reddito reale delle famiglie, mentre le aspettative economiche negative non incentivano nuovi investimenti.

La crisi di fiducia ha contribuito al deprezzamento del tasso di cambio, spingendo l'inflazione ben oltre il livello target e obbligando la banca centrale ad alzare il tasso di interesse di riferimento nel corso dell'anno.

Il Governo, nel tentativo di rassicurare i mercati e di coprire i propri bisogni finanziari, ha raggiunto un accordo con il Fondo Monetario Internazionale (FMI) per un piano di aiuti di oltre 55 miliardi di dollari statunitensi vincolato all'azzeramento del

deficit primario entro il 2019 e al conseguimento di un surplus primario dell'1% nel 2020 (espresso in termini di PIL).

L'economia brasiliana nell'anno è cresciuta dell'1,3% rispetto al 2017, sostenuta dagli investimenti, che hanno rappresentato la principale componente con una crescita del 4,4%, e da un aumento dei consumi privati (favoriti dalla modesta pressione inflazionistica pari al 3,7% da inizio 2018) e dell'export, entrambi maggiori delle aspettative.

Il Cile continua la propria espansione (4,0% nel 2018 rispetto al 2017), sostenuta dai consumi privati e dagli investimenti. Lato domanda, il contenuto livello dell'inflazione (2,7% in media da inizio anno) ha contribuito ad aumentare il potere d'acquisto delle famiglie, mentre il miglioramento della fiducia economica ha spinto gli investimenti (6,1%). Le condizioni economiche hanno indotto la banca centrale ad alzare il tasso di riferimento di 25 punti base, portandolo al 2,75% nel mese di ottobre.

La Colombia è cresciuta tendenzialmente del 2,5%, grazie al contributo dei consumi privati e degli investimenti. L'inflazione (3,2% in media da inizio anno) è stabilmente intorno al target medio (3%) della banca centrale (BanRep); il tasso di riferimento della politica monetaria è confermato pari al 4,25%, lasciando quindi le condizioni di liquidità invariate. Il programma annunciato invece dalla banca centrale colombiana per l'incremento di riserve valutarie denominate in dollari statunitensi non sembra aver avuto impatti sui mercati.

In Perù le condizioni monetarie accomodanti (il tasso di interesse è stato ridotto di 150 punti base rispetto al primo trimestre del 2017 e da mesi è stabile al 2,75%) e l'attuazione di una politica fiscale contro-ciclica (la spesa governativa è cresciuta del 3% rispetto al primo semestre del 2017) hanno permesso la forte ripresa dell'economia, che cresce del 3,7%. La pressione inflazionistica è stata lieve e pari all'1,3%. Dal punto di vista della finanza pubblica, il basso livello d'indebitamento (il rapporto debito su PIL è pari approssimativamente al 26%) garantirebbe lo spazio per prolungare lo stimolo fiscale, sebbene il Governo abbia ambiziosi obiettivi di riduzione del deficit nei prossimi anni.

Il Messico è cresciuto del 2,1% circa nel corso dell'anno rispetto al 2017. I consumi continuano a supportare l'espansione, nonostante l'inflazione sia ancora alta (4,9% in media da inizio anno). La vittoria di Andres Manuel Lopez Obrador alle elezioni politiche dello scorso luglio, e il conseguimento del nuovo accordo commerciale raggiunto con Stati Uniti e Canada (USMCA) hanno ridotto il clima di incertezza che ha impattato il contesto economico nella prima parte dell'anno. Ciò potrebbe sostenere le aspettative economiche e gli investimenti.

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

%

	2018	2017
Italia	0,9	1,6
Spagna	2,5	3,0
Portogallo	2,1	2,8
Grecia	2,2	1,4
Argentina	-2,6	2,9
Romania	4,2	6,8
Russia	2,3	1,5
Brasile	1,3	1,1
Cile	4,0	1,6
Colombia	2,5	1,8
Messico	2,1	2,3
Perù	3,7	2,5
Canada	2,1	3,0
USA	2,9	2,2
Sudafrica	0,7	1,3

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 2018 il mercato del petrolio è stato caratterizzato da due fasi ben distinte. Durante i primi nove mesi dell'anno si è assistito a un continuo e generalizzato rialzo dei prezzi che ha portato le quotazioni del Brent a raggiungere nei primi giorni di ottobre gli 86 \$/bbl, livello che non si vedeva dalla fine del 2014. L'ultimo trimestre, invece, è stato caratterizzato da un repentino calo, con le quotazioni che sono scese di quasi 40 punti percentuali fino a raggiungere i 54 \$/bbl verso la fine dell'anno.

Dal punto di vista dei fondamentali, l'andamento dei primi tre trimestri del 2018 è stato determinato da diversi fattori: 1) una domanda a livello mondiale in crescita cui si sono aggiunti tagli alla produzione molto più incisivi di quanto preventivato, il che ha spinto verso la fine di marzo gli stocaggi OCSE al di sotto della media degli ultimi cinque anni; 2) le preoccupazioni relative al brusco calo delle forniture iraniane a seguito dell'uscita da parte dell'Amministrazione americana dall'accordo sul nucleare; 3) il continuo calo dell'output in Venezuela; 4) e, infine, al di fuori dell'OPEC, i tagli imposti dalla provincia canadese dell'Alberta.

Durante l'ultimo trimestre dell'anno, nonostante le difficoltà produttive all'interno dei Paesi OPEC, la crescita ormai inarrestabile dello shale oil americano e alcuni segnali preoccupanti sul rallentamento della crescita globale con evidenti ripercussioni negative sulla domanda petrolifera (a ottobre le scorte OCSE sono nuovamente risalite al di sopra della media degli ultimi cinque anni) hanno contribuito al forte calo delle quotazioni. I tagli alla produzione annunciati dai Paesi OPEC e dalla Russia durante l'ultimo meeting di Vienna sembrano per ora non essere sufficienti a stabilizzare il mercato.

Anche il mercato del gas europeo ha vissuto alcune fasi di forte volatilità durante l'anno appena trascorso. Mentre, infatti, i primi mesi del 2018 si sono contraddistinti per una forte domanda, sostenuta da temperature particolarmente rigide che hanno fortemente depauperato le scorte spingendole sotto la media degli ultimi anni, l'inusuale tensio-

ne dei prezzi registratasi durante il periodo estivo è stata determinata da due principali fattori: 1) forte domanda di iniezione a stoccaggio per ripristinare i livelli delle scorte; e 2) una domanda asiatica sostenuta che ha dirottato flussi di LNG verso il Far East.

A partire dal mese di ottobre la situazione si è completamente capovolta. Il repentino calo del prezzo del petrolio e il forte flusso di carichi di LNG diretti in Europa (l'import durante il mese di novembre ha raggiunto gli 8 miliardi di metri cubi, livello quest'ultimo che non si vedeva dal 2011), unitamente a una domanda non così sostenuta, hanno contribuito a un lento e costante declino dei prezzi.

Le dinamiche del mercato del carbone nel 2018 sono state caratterizzate da alcune peculiarità tipiche dei due bacini di riferimento, quello Atlantico e quello Pacifico.

In Europa, la competitività tra gas e carbone per quanto riguarda la generazione elettrica è stata la principale fonte di volatilità che ha contraddistinto il mercato europeo; infatti il forte rialzo del gas durante il primo trimestre e il repentino rialzo dei prezzi della CO₂ non accompagnato da un simile andamento del carbone hanno reso gli impianti a carbone più competitivi rispetto a quelli CCGT, determinando un rialzo della domanda nel Vecchio Continente. L'andamento debole delle quotazioni registrato durante l'ultimo trimestre è da ricondursi principalmente al calo della domanda e ai bassi livelli del Reno (data la forte siccità della precedente stagione estiva nel Nord Europa), che hanno limitato i flussi di carbone.

Nel Pacifico ancora una volta la Cina è stata il principale mover del mercato. Se, infatti, durante il primo semestre dell'anno la domanda cinese è stata sostenuta grazie a temperature rigide in inverno e particolarmente calde in estate, nell'ultima parte dell'anno si è verificato un allentamento delle tensioni sui fondamentali di mercato, con conseguente calo dei riferimenti di prezzo dovuto alla volontà da parte delle autorità cinesi di limitare nuovamente il livello di carbone importato.

I mercati dell'energia elettrica

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh

	2018	2017	2018-2017
Italia	321.910	320.548	0,4%
Spagna	253.495	252.506	0,4%
Romania	62.044	60.816	2,0%
Russia ⁽¹⁾	805.916	795.690	1,3%
Argentina	137.262	136.730	0,4%
Brasile ⁽²⁾	583.025	574.526	1,5%
Cile ^{(2) (3)}	76.175	74.140	2,7%
Colombia	69.176	66.861	3,5%

(1) Europa/Urali.

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

(3) Al lordo delle perdite di rete.

Fonte: elaborazioni Enel su dati TSO.

Nel 2018 è proseguito il trend positivo della domanda elettrica nei Paesi di presenza del Gruppo Enel iniziato già nel 2017. Ancora una volta l'aumento dei consumi elettrici è stato contraddistinto da differenti trend di crescita: più contenuti nelle economie mature come Italia e Spagna e più marcato in Sud America.

In Europa in particolare, grazie alle temperature al di fuori delle medie stagionali, il fabbisogno energetico durante l'anno ha mostrato una crescita in media dell'1% rispetto allo

scorso anno. In Italia e in Spagna si registrano gli incrementi più modesti (entrambi dello 0,4%), dovuti principalmente a effetti climatici e a un rallentamento della crescita economica nell'ultima parte dell'anno. In Russia e in Romania si sono registrate le crescite più significative nel 2018, rispettivamente dell'1,3% e del 2%.

Nei principali Paesi del Sud America la domanda elettrica cresce, invece, in media quasi del 3%. In particolare: Argentina +0,4%, Brasile +1,5%, Cile +2,7%, Colombia +3,5%.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017
Produzione netta:			
- termoelettrica	185.046	200.305	(15.259)
- idroelettrica	49.275	37.557	11.718
- eolica	17.318	17.565	(247)
- geotermoelettrica	5.708	5.821	(113)
- fotovoltaica	22.887	24.017	(1.130)
Totale produzione netta	280.234	285.265	(5.031)
Importazioni nette	43.909	37.761	6.148
Energia immessa in rete	324.143	323.026	1.117
Consumi per pompaggi	(2.233)	(2.478)	245
Energia richiesta sulla rete	321.910	320.548	1.362

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2018).





L'energia richiesta in Italia nel 2018 registra un incremento dello 0,4% rispetto al valore registrato nel 2017, attestandosi a 321.910 milioni di kWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'86,4% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (88,2% nel 2017) e per il restante 13,6% dalle importazioni nette (11,8% nel 2017).

Le importazioni nette nel 2018 registrano un incremento di 6.148 milioni di kWh, riflettendo sostanzialmente l'aumento della domanda sul mercato nazionale.

La produzione netta nel 2018 registra un decremento dell'1,8% (5.031 milioni di kWh in valore assoluto), attestandosi a 280.234 milioni di kWh. In particolare, la maggiore produzione idroelettrica (+11.718 milioni di kWh) è stata più che compensata dalla minore generazione da fonte termoelettrica (con un decremento pari a 15.259 milioni di kWh) e dal decremento nella generazione da fonte fotovoltaica (-1.130 milioni di kWh).

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017	
Produzione netta	246.827	248.124	(1.297)	0,5%
Consumo per pompaggi	(3.201)	(3.608)	407	11,3%
Importazioni nette ⁽¹⁾	9.869	7.990	1.879	23,5%
Energia richiesta sulla rete	253.495	252.506	989	0,4%

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Series estadísticas nacionales - Balance eléctrico - consuntivo dicembre 2018*). I volumi del 2017 sono aggiornati al 28 febbraio 2018.

L'energia richiesta nel mercato peninsulare nel 2018 risulta in incremento dello 0,4% rispetto al 2017, attestandosi a 253.495 milioni di kWh. Tale richiesta è stata solo parzialmente soddisfatta dalla produzione netta nazionale.

Le importazioni nette nel 2018 risultano in incremento ri-

spetto ai valori registrati nell'esercizio 2017; tale crescita è essenzialmente connessa all'incremento dell'energia elettrica richiesta sulla rete.

La produzione netta nel 2018 è in decremento di 1.297 milioni di kWh attestandosi a 246.827 milioni di kWh.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh

	2018	2017	2018-2017	
Produzione netta	14.079	14.181	(102)	-0,7%
Importazioni nette	1.233	1.179	54	4,6%
Energia richiesta sulla rete	15.312	15.361	(49)	-0,3%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Series estadísticas nacionales - Balance eléctrico - consuntivo dicembre 2018*). I volumi del 2017 sono aggiornati al 28 febbraio 2018.

L'energia richiesta nel mercato extrapeninsulare nel 2018 risulta in decremento (0,3%) rispetto al valore registrato nel 2017, attestandosi a 15.312 milioni di kWh. Tale richiesta è stata solo in parte soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 92,0% e dalle importazioni nette, tutte derivanti dal sistema

peninsulare, per il restante 8,0%. Queste ultime ammontano nel 2018 a 1.233 milioni di kWh.

La produzione netta nel 2018 evidenzia un decremento dello 0,7% (-102 milioni di kWh) per effetto della minore domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare.

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2018 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2018-2017	Prezzo medio peakload 2018 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2018-2017
Italia	61,3	13,6%	68,0	10,1%
Spagna	57,3	9,7%	61,5	7,8%
Russia	15,8	-8,2%	18,1	-9,2%
Brasile	61,7	-26,8%	68,6	-44,6%
Cile	54,9	4,6%	104,2	0,9%
Colombia	32,0	2,4%	41,8	-14,1%

Andamento prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2018	2017	2018-2017
Mercato finale (residenziale) ⁽¹⁾			
Italia	0,2067	0,2106	-1,9%
Francia	0,1754	0,1723	1,8%
Portogallo	0,2246	0,2257	-0,5%
Romania	0,1333	0,1244	7,2%
Spagna	0,2383	0,2237	6,5%
Mercato finale (industriale) ⁽²⁾			
Italia	0,0775	0,0943	-17,8%
Francia	0,0686	0,0614	11,7%
Portogallo	0,1004	0,1006	-0,2%
Romania	0,0794	0,0751	5,7%
Spagna	0,0880	0,0870	1,1%

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

(2) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 70.000 MWh e 150.000 MWh.

Fonte: Eurostat.

Andamento dei prezzi di vendita di energia elettrica in Italia

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2018				2017			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (€/MWh)	54,3	53,4	68,9	68,6	57,4	44,9	51,6	61,8
Utente domestico residente con consumo annuo oltre 1.800 kWh (€/kWh): prezzo al netto di imposte	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1

Fonte: GME (Gestore dei Mercati Energetici); ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente).

Nel 2018 in Italia il PUN si è riportato ai livelli del 2013, aumentando del 13,6% rispetto al 2017, grazie all'incremento

del prezzo del gas PSV, spinto da tensioni sui fondamentali, e a un forte e costante aumento del prezzo della CO₂.



I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

Milioni di m³

	2018	2017	2018-2017	
Italia	71.514	73.973	(2.459)	-3,3%
Spagna	30.062	30.180	(118)	-0,4%

Il 2018 è stato caratterizzato da un forte calo della domanda di gas in Italia (-3,3%), mentre in Spagna la domanda è quasi in linea con il valore del 2017 (-0,4%).

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

Milioni di m³

	2018	2017	2018-2017	
Reti di distribuzione	32.355	32.630	(275)	-0,8%
Industria	14.266	14.365	(99)	-0,7%
Termoelettrico	23.361	25.442	(2.081)	-8,2%
Altro ⁽¹⁾	1.532	1.536	(4)	-0,3%
Totale	71.514	73.973	(2.459)	-3,3%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: elaborazioni Enel su dati del Ministero dello Sviluppo Economico e di Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia nel 2018 si attesta a 71.514 milioni di metri cubi, registrando un decremento del 3,3% rispetto all'esercizio precedente.

Tutti i settori registrano un decremento nel 2018: il setto-

re termoelettrico risulta il più colpito (-8,2%) a causa della maggior produzione da fonte rinnovabile, mentre, a causa delle temperature miti nei mesi di novembre e dicembre, il settore residenziale registra un calo dell'1%.

Andamento dei prezzi

	2018				2017			
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
Utente domestico tipo con consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m ³ (€/Sm ³): prezzo al netto di imposte	0,47	0,43	0,48	0,52	0,45	0,44	0,42	0,44

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

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nel 2018 ha registrato un aumento dell'8,6%.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Regolazione delle emissioni di gas serra

Nel mese di febbraio 2018 il Parlamento Europeo e il Consiglio hanno approvato formalmente la revisione della direttiva ETS dell'UE per il periodo dal 2020 al 2030. La nuova direttiva è entrata in vigore l'8 aprile 2018. Per raggiungere l'obiettivo per il 2030 di una riduzione complessiva delle emissioni di gas a effetto serra del 40% rispetto al 1990, i settori interessati dal sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (Emission Trading Scheme - EU ETS) dovranno ridurre le proprie emissioni del 43% rispetto ai livelli del 2005. La nuova direttiva ETS lo renderà possibile tramite un insieme di misure tra loro collegate. Per accelerare il ritmo delle riduzioni delle emissioni, a partire dal 2021 la quantità complessiva dei permessi di emissione diminuirà a un tasso annuo del 2,2% rispetto a quello attuale dell'1,74%. La riserva stabilizzatrice del mercato (Market Stability Reserve - MSR) – il meccanismo istituito dall'UE per ridurre l'eccedenza di permessi di emissioni sul mercato e migliorare la resilienza dell'ETS agli shock futuri – è sostanzialmente rafforzata. Tra il 2019 e il 2023 il quantitativo di quote accantonato nella riserva raddoppierà raggiungendo il 24% delle quote in circolazione, mentre a partire dal 2024 il normale tasso di alimentazione del 12% sarà ripristinato. Come misura a lungo termine per migliorare il funzionamento dell'ETS, a meno di diversa decisione presa in occasione del primo riesame della riserva stabilizzatrice del mercato previsto nel 2021, a partire dal 2023 il numero di quote nella riserva sarà limitato al volume d'asta dell'anno precedente. I permessi detenuti al di sopra di tale quantitativo perderanno la loro validità. In occasione di ogni bilancio globale previsto dall'Accordo di Parigi, in cui verranno quantificati gli sforzi e l'ambizione di ogni Paese aderente in formato aggregato, le disposizioni della nuova direttiva sul sistema ETS dell'Unione Europea saranno riesaminate: il primo bilancio globale avrà luogo nel 2023.

Il 30 maggio 2018 è stato pubblicato il Regolamento UE 2018/842 relativo alle riduzioni delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 per i settori non interessati dall'ETS, vale a dire l'agricoltura, i trasporti, l'edilizia e i rifiuti, che insieme rappresentano cir-

ca il 60% delle emissioni di gas a effetto serra dell'Unione. L'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni non EU-ETS del 30% rispetto al 2005 è stato declinato in obiettivi nazionali vincolanti.

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.

Revisione della direttiva e del regolamento europei sul mercato interno dell'elettricità

Il 19 dicembre 2018 il Parlamento Europeo e il Consiglio dell'Unione Europea hanno raggiunto un accordo politico in relazione a due dei principali dossier nell'ambito della proposta legislativa "Clean Energy for all Europeans" emanata il 30 novembre 2016 dalla Commissione Europea, ovvero la direttiva e il regolamento europei sul mercato interno dell'elettricità.

L'accordo raggiunto dai legislatori europei rappresenta un importante passo per l'aggiornamento del quadro regolatorio comunitario e degli Stati membri nell'ottica di integrare efficientemente le fonti rinnovabili e le nuove tecnologie nel sistema elettrico, armonizzare il funzionamento dei mercati, fornire segnali efficienti per gli investimenti e garantire la centralità dei clienti.

Sebbene l'articolo definitivo della nuova direttiva e del nuovo regolamento non siano ancora stati definiti, questi sono i principali punti fermi dell'accordo politico raggiunto dalle istituzioni europee:

→ mantenimento, a discrezione degli Stati membri, di for-





me di regolazione del prezzo dell'energia elettrica a beneficio di clienti vulnerabili e non;

- introduzione della possibilità per i clienti di richiedere al proprio venditore (sempre che questi serva più di 200.000 clienti) un contratto con prezzi dinamici, ovvero in cui la componente energia segue il costo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso;
- riduzione delle tempistiche per il cambio di fornitore dagli attuali 21 giorni alle 24 ore entro il 2026;
- introduzione negli ordinamenti degli Stati membri di nuovi attori quali gli aggregatori indipendenti, l'autoconsumo e le comunità energetiche locali;
- sostanziale conferma delle previsioni relative ai distribution system operator (DSO), per cui i Regolatori Nazionali dovranno introdurre incentivi all'impiego di nuove soluzioni efficienti per la gestione delle reti (per esempio uso della flessibilità);
- divieto per operatori di rete (TSO e DSO) di installare e gestire impianti di accumulo, tranne che in casi di fallimento del mercato e nel caso di tecnologie completamente integrate nella rete, in entrambi i casi dietro approvazione specifica da parte del Regolatore Nazionale;
- mantenimento della priorità di dispacciamento solo per impianti rinnovabili di piccola taglia (minore di 400 kW), salvaguardando gli impianti esistenti che godono di tale priorità; possibilità per gli Stati membri di togliere tale beneficio qualora i mercati siano pienamente accessibili alle rinnovabili, la penetrazione delle rinnovabili sia nella traiettoria per il raggiungimento dei target o maggiore del 50% del consumo finale di elettricità;
- possibile esenzione alla responsabilità del bilanciamento solo per impianti rinnovabili di piccola taglia (minore di 400 kW) o tecnologie innovative, salvaguardando gli impianti esistenti o incentivandoli ad assumere tale responsabilità;
- definizione di un quadro europeo per l'introduzione di meccanismi di remunerazione della capacità: necessità di analisi di adeguatezza europee e nazionali, riserve strategiche come opzione da preferire, piano di riforme del mercato dell'elettricità per rimuovere cause di fallimento del mercato e barriere regolatorie, clausole di phase-out del meccanismo qualora non sussistano più problemi di adeguatezza, limiti emissivi per la partecipazione di impianti nuovi ed esistenti.

Mentre il regolamento sarà direttamente applicabile a valle della pubblicazione del testo definitivo nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, la direttiva dovrà essere recepita

attraverso specifici atti legislativi negli Stati membri entro due anni dall'entrata in vigore.

Direttiva UE 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Il 21 dicembre 2018 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea la nuova direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

L'obiettivo principale della direttiva 2018/2001, che abroga la direttiva 2009/28, è quello di accelerare la transizione energetica verso lo sviluppo delle rinnovabili. A tale scopo la direttiva fissa un nuovo obiettivo vincolante a livello europeo per il 2030 di una quota di energie da fonti rinnovabili di almeno il 32% nel consumo finale lordo di energia dell'Unione, compresa una clausola di revisione al rialzo entro il 2023.

Inoltre, la direttiva:

- fornisce nuove norme sulla progettazione di meccanismi di sostegno alle rinnovabili volti a garantire la certezza degli investitori impedendo modifiche retroattive;
- consente agli Stati membri di introdurre anche aste specifiche per tecnologia. A ogni modo gli Stati membri dovranno fornire almeno cinque anni di visibilità sulle future aste specificando i tempi, i volumi e il budget;
- fornisce un'effettiva semplificazione e riduzione delle procedure amministrative, anche per il repowering degli impianti esistenti;
- richiama l'eliminazione delle barriere normative che frenano il diffondersi dei corporate PPA (Power Purchase Agreement);
- istituisce un quadro normativo chiaro e stabile in materia di autoconsumo;
- aumenta il livello di ambizione per i settori dei trasporti e del riscaldamento/raffreddamento; e
- migliora la sostenibilità dell'uso della bioenergia.

Nel settore dei trasporti, l'obiettivo in materia di energie rinnovabili per il 2030 è fissato dalla direttiva al 14% in capo ai fornitori di combustibili. La mobilità elettrica è incoraggiata grazie a un coefficiente di moltiplicazione pari a 4 per l'energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nei trasporti su strada. La direttiva prevede un sotto-obiettivo del 3,5% di "biocarburanti avanzati" al 2030, mentre i biocarburanti di prima generazione saranno limitati a un massimo del 7% in tutta l'UE, con ulteriori limiti per Stato membro se inferiori al 7%. Il conteggio dei biocarburanti con un rischio

elevato di cambiamento indiretto di destinazione dei terreni (ILUC) sarà congelato ai livelli del 2019 e gradualmente eliminato dal 2023 al 2030.

Direttiva (UE) 2018/2002 sull'efficienza energetica

Il 21 dicembre 2018 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea la nuova direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sull'efficienza energetica. La direttiva fissa un nuovo obiettivo a livello europeo di efficienza energetica per il 2030 di almeno il 32,5% rispetto allo scenario di riferimento, compresa una clausola di revisione al rialzo entro il 2023. Inoltre, pone un obbligo in capo agli Stati membri di risparmio di energia negli usi finali dello 0,8% annuo nel periodo 2021-2030, da rispettare tramite schemi obbligatori sugli operatori energetici oppure misure alternative. Le disposizioni della direttiva devono essere recepite dagli Stati membri entro il 25 giugno 2020.

Regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima

Contestualmente alle direttive sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica, è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il nuovo regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima. Tale regolamento istituisce un meccanismo di governance finalizzato alla realizzazione degli obiettivi comunitari sulle emissioni dei gas a effetto serra, conformemente all'Accordo di Parigi, e degli obiettivi comunitari al 2030 in materia di energia e di clima. Tale regolamento mira a garantire una maggiore certezza normativa nonché una maggiore certezza per gli investitori. Il meccanismo di governance è basato sulle strategie a lungo termine della Commissione Europea e dei Paesi membri con una prospettiva di almeno 30 anni, sui Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima che coprono periodi di 10 anni a partire dal decennio 2021-2030, sulle corrispondenti relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima trasmesse dagli Stati membri e sulle modalità integrate di monitoraggio da parte della Commissione Europea. Il meccanismo di governance garantisce al pubblico effettive opportunità di partecipare alla preparazione dei piani nazionali e delle strategie a lungo termine. Esso prevede un processo strutturato tra la Commissione

e gli Stati membri volto alla messa a punto e alla successiva attuazione dei piani nazionali integrati per l'energia e il clima e la corrispondente azione della Commissione Europea.

Direttiva (UE) 2018/844 sulla prestazione energetica nell'edilizia

Il 9 giugno 2018 è entrata in vigore la direttiva (UE) 2018/844 sulla prestazione energetica nell'edilizia che modifica la precedente direttiva in materia e parte della direttiva sull'efficienza energetica. La nuova direttiva prevede che ogni Stato membro dell'Unione Europea stabilisca una strategia a lungo termine per sostenere la ristrutturazione del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, sia pubblici sia privati, al fine di ottenere un parco immobiliare decarbonizzato e ad alta efficienza energetica entro il 2050. Nella strategia di ristrutturazione a lungo termine ogni Paese dovrà fissare una tabella di marcia con obiettivi intermedi indicativi al 2030, 2040 e 2050, misure e indicatori di progresso misurabili.

La direttiva promuove inoltre la mobilità elettrica, fissando requisiti di installazione negli edifici di punti di ricarica e di infrastrutture di canalizzazione, vale a dire condotti per cavi elettrici. In particolare, gli edifici non residenziali con più di 10 posti auto, di nuova costruzione o sottoposti a ristrutturazione importante, dovranno essere dotati di almeno un punto di ricarica per i veicoli elettrici e dovranno essere predisposti alla successiva installazione di punti di ricarica attraverso opportune infrastrutture di canalizzazione per almeno un posto auto su cinque. Entro il 1° gennaio 2025 gli Stati dovranno inoltre fissare ulteriori requisiti per l'installazione di un numero minimo di punti di ricarica per tutti gli edifici non residenziali con più di 20 posti auto. Gli edifici residenziali con più di 10 posti auto, di nuova costruzione o sottoposti a ristrutturazione importante, dovranno disporre di infrastrutture di canalizzazione per ogni posto auto per consentire l'installazione in una fase successiva di punti di ricarica per i veicoli elettrici.



Pacchetto legislativo “Mobilità pulita”

Nel corso del 2018 la Commissione Europea ha completato l'emissione del pacchetto cosiddetto “Mobilità pulita” iniziato nel 2017. Il pacchetto – organizzato in tre parti, le prime due pubblicate durante il 2017 e la terza a maggio 2018 – contiene una serie di proposte legislative e altre iniziative volte a rendere il traffico più sicuro, a ridurre le emissioni di CO₂ e l'inquinamento atmosferico, nonché a supportare lo sviluppo dei veicoli a zero e basse emissioni e la creazione di una filiera per la produzione di batterie europee.

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 CO₂ per nuove autovetture e veicoli leggeri al 2025 e al 2030. La seconda, 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 CO₂ 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 con la terza e ultima parte del pacchetto hanno visto la luce due iniziative principali. La prima è volta a fissare gli standard di emissione di CO₂ per i nuovi veicoli pesanti al 2025 e al 2030 ed è prevista una revisione del regolamento al 2022, in cui si estenderà l'ambito di applicazione degli standard ad altre categorie di veicoli pesanti, tra cui i bus. La seconda iniziativa prevede un piano di azione per le batterie in modo da assicurare l'accesso a una fornitura sostenibile di materie prime attraverso l'utilizzo di risorse (anche da riciclaggio) europee e adeguati accordi commerciali con Paesi terzi, sostenere lo sviluppo della produzione di batterie europee e accelerare la creazione del quadro regolatorio abilitante (e.g. rapida adozione normativa market design, standard CO₂ veicoli).

A partire dalla presentazione del primo pacchetto nel 2017 il Parlamento e il Consiglio hanno lavorato sui diversi dossier per raggiungere un approccio condiviso sulle proposte della Commissione. Il 17 dicembre 2018 l'accordo istituzionale sul dossier relativo agli standard di emissione di CO₂

per nuove autovetture e veicoli leggeri è stato raggiunto. L'accordo finale prevede una riduzione delle emissioni di CO₂ del 15% al 2025 rispetto ai limiti del 2021 del 37,5% per le nuove vetture e del 31% per i nuovi veicoli leggeri al 2030. È altresì previsto un meccanismo premiante per accelerare la transizione verso veicoli a zero e a basse emissioni.

Durante il 2019 avranno luogo i triloghi tra Parlamento, Consiglio e Commissione Europea per definire il testo finale delle altre iniziative legislative contenute nei tre pacchetti e non finalizzate durante il 2018.

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, dal 2018 ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) ha certificato il passaggio a un modello di separa-

zione 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. Alla luce degli accordi raggiunti in sede europea nell'ambito del Clean Energy Package, anche i target nazionali potrebbero essere rivisti. I nuovi obiettivi verranno proposti alla Commissione Europea tramite il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima da finalizzare nel corso del 2019.

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 esercitata da qualunque soggetto sulla base di una specifica autorizzazione.

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

I produttori possono inoltre vendere l'energia elettrica a società operanti nel trading di energia e a grossisti che acquistano per la rivendita al dettaglio.

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. L'approvvigionamento dei ser-

vizi di dispacciamento è effettuato di norma sul mercato a pronti, ma è riconosciuta a Terna la facoltà di approvvigionare servizi a termine, previa approvazione dell'ARERA. La regolamentazione del mercato elettrico è affidata all'ARERA e al Ministero dello Sviluppo Economico (MISE).

Nell'ambito della disciplina del servizio di dispacciamento, l'ARERA ha adottato alcuni provvedimenti per la regolazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. Gli impianti sono qualificati essenziali in ragione della loro ubicazione territoriale, delle caratteristiche tecniche, nonché della loro rilevanza per la soluzione da parte di Terna di specifiche criticità della rete. Per tali impianti, a fronte di obblighi di disponibilità e di vincoli di offerta sul mercato, viene riconosciuta una specifica remunerazione definita dall'ARERA.

In relazione al reintegro costi delle unità essenziali, l'ARERA ha ammesso i seguenti impianti di Enel Produzione: Brindisi Sud, per l'anno 2018 e il biennio 2019-2020, Sulcis per il biennio 2019-2020, Assemmini e Portoferraio per il biennio 2018-2019.

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 al regime di essenzialità.

Inoltre, al fine di ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas e garantire la sicurezza delle forniture di energia elettrica, il legislatore con il decreto legge n. 83/2012, art. 38 *bis* ha introdotto la possibilità per il MISE di individuare impianti alimentabili con olio combustibile o altri combustibili diversi dal gas, che garantiscano la loro disponibilità a essere chiamati in esercizio in via d'urgenza. Tali impianti, qualificati come "unità essenziali per la sicurezza del sistema gas", a fronte del servizio fornito ricevono una reintegrazione dei costi sostenuti secondo la regolamentazione definita dall'ARERA. Il MISE si è avvalso delle suddette unità per gli anni termici 2012-2013 e 2013-2014. Tuttavia l'ARERA, con la delibera n. 113/2018/R/eel, ha rigettato l'istanza di reintegrazione dei costi per l'anno termico 2013-2014 presentata da Enel Produzione nel 2016 e ha delineato i nuovi criteri per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione dei costi per tale anno termico. Enel Produzione ha, quindi, richiesto il reintegro secondo le nuove previsioni regolatorie e presentato, altresì, un ricorso dinanzi al TAR Milano avverso la suddetta delibera n. 113/2018/R/eel.





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'ARERA 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 (c.d. "capacity market") in luogo dell'attuale remunerazione amministrata. Tale meccanismo prevede l'organizzazione di aste nelle quali Terna avrà il compito di acquistare dai produttori la capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nei prossimi anni.

Con decreto del MiSE del 30 giugno 2014 è stato approvato lo schema di funzionamento del mercato della capacità precedentemente posto in consultazione dall'ARERA.

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 impegna 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) del premio da riconoscere alla capacità esistente e un valore massimo del premio da riconoscere alla capacità di nuova costruzione.

In data 7 febbraio 2018 la Commissione Europea ha positivamente verificato la conformità del mercato della capacità alla disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia, proponendo però alcuni aggiustamenti, che sono stati poi introdotti con la delibera n. 261/2018/R/eel, nella quale l'ARERA, oltre ad adeguare la regolazione agli impegni assunti dallo Stato italiano con la Commissione Europea, ha apportato ulteriori modifiche oggetto di precedenti consultazioni.

Attualmente si attende l'adozione del decreto del MiSE che approvi la disciplina.

Nell'ambito delle facoltà di approvvigionamento a termine di servizi di dispacciamento prevista dalla delibera n.111/2006, con la delibera n. 326/2016/R/eel l'ARERA 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 sull'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.

In data 6 ottobre 2016 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) – a seguito della delibera dell'ARERA n. 342/2016/E/eel – 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 sull'MSD, che 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.

Mediante la delibera n. 314/2017/R/eel, l'ARERA ha inoltre disposto che, in relazione agli impegni assunti da Enel Produzione nell'ambito del procedimento, gli eventuali importi eccedenti i limiti di remunerazione dell'impianto proposti per il triennio 2017-2019 siano restituiti a Terna.

Con la delibera n. 319/2018/R/eel l'ARERA ha modificato i parametri rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle unità di produzione dell'impianto di Brindisi Sud, per la parte residua del 2018.

Le delibere n. 314/2017/R/eel e 928/2017/R/eel, che dispongono l'ammissione al reintegro dei costi dell'impianto di Brindisi rispettivamente per gli anni 2017 e 2018, sono state impugnate da un operatore dinanzi al TAR Milano (Enel Produzione è intervenuta in giudizio a difesa della legittimità di tali provvedimenti) e, a seguito dell'udienza svoltasi il 10 ottobre u.s., si è in attesa della sentenza.

Con la delibera n. 422/2018/R/eel l'ARERA ha approvato il regolamento predisposto da Terna ai sensi della delibera n. 300/2017/R/eel per consentire la partecipazione di Unità Virtuali Aggregate Miste (UVAM, composte da unità di produzione non obbligatoriamente abilitate e unità di consumo) all'MSD.

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'ARERA 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'ARERA 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 GME. Nel 2018 Enel Global Trading SpA è stata inserita nell'elenco degli operatori che svolgono attività di market making.

Trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Le attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione (GNL) sono soggette a regolazione da parte dell'ARERA 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'ARERA nel 2017 ha previsto il superamento delle 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'ARERA. Nel 2017 l'ARERA ha prorogato, con alcuni correttivi, i criteri del periodo 2014-2017 per il biennio 2018-2019, che sono stati impugnati da Enel Trade in continuità con i contenziosi pregressi, ancora

pendenti, sui periodi 2010-2013 e 2014-2017.

In particolare, per quanto concerne le tariffe di trasporto gas relative al periodo 2010-2013, con la sentenza n. 1840 del 23 marzo 2018 il Consiglio di Stato ha ritenuto che la delibera n. 550/2016/R/gas, con cui l'ARERA ha rideterminato le tariffe per il suddetto periodo regolatorio, fosse in linea con quanto statuito da TAR e Consiglio di Stato nel relativo giudizio di merito. Enel Trade, esercitando la facoltà riconosciuta dallo stesso Consiglio di Stato, ha impugnato dinanzi al TAR Milano la suddetta delibera, contestandone la legittimità per profili diversi dalla violazione del giudicato.

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.

I criteri generali per la regolazione tariffaria della distribuzione sono fissati dall'ARERA all'inizio di ogni periodo di regolazione, secondo il principio di copertura del costo del servizio, comprensivo di costi operativi, ammortamenti e remunerazione del capitale investito netto.

La quota parte delle tariffe a copertura dei costi operativi, definita all'inizio del periodo regolatorio sulla base dei costi relativi all'ultimo consuntivo disponibile, è aggiornata annualmente mediante il meccanismo del price cap, tenendo conto del tasso di inflazione e del tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti (c.d. "X-factor"), volto a restituire eventuali efficienze conseguite dagli operatori nei periodi regolatori precedenti. La remunerazione del capitale investito riconosciuto e gli ammortamenti sono invece aggiornati ogni anno tenendo conto dei nuovi investimenti, degli ammortamenti riconosciuti in tariffa e della rivalutazione degli asset mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi.

Sulla base dei costi riconosciuti, l'ARERA riconosce annualmente a ciascun distributore un livello di ricavi annuo (c.d. "ricavo ammesso") attraverso la definizione di tariffe di riferimento differenziate a livello di singola impresa. Tali ricavi risultano indipendenti dai volumi distribuiti per effetto di meccanismi di perequazione, gestiti dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), che compensano gli operatori delle eventuali differenze tra i ricavi ammessi e i ricavi effettivi ottenuti dalla fatturazione alle società di





vendita, basata su tariffe obbligatorie definite dall'ARERA a livello nazionale.

La regolazione tariffaria relativa al V periodo (2016-2023) è disciplinata dall'ARERA con la delibera n. 654/2015/R/eel. Tale periodo ha una durata di otto anni ed è suddiviso in due semi-periodi, di quattro anni ciascuno, identificati come NPR1 (2016-2019) e NPR2 (2020-2023).

Il quadro regolatorio nel NPR1 è in sostanziale continuità con il passato, pur con alcuni elementi di novità tra cui, in particolare, la riduzione da due anni a uno del "lag regolatorio" valido ai fini del riconoscimento della remunerazione dei nuovi investimenti e l'allungamento di cinque anni delle vite utili delle linee di media e bassa tensione entrate in esercizio dal 2008.

Per il periodo NPR2 l'ARERA ha invece prospettato l'eventuale passaggio a una regolazione tariffaria basata sul riconoscimento non più distinto tra costi operativi e investimenti (c.d. "approccio Totex"). I tempi e le modalità di attuazione di tale nuovo approccio non sono però stati ancora definiti dall'ARERA.

I criteri di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) dei servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas sono definiti dall'ARERA con la delibera n. 583/2015/R/com per il periodo 2016-2021, con un aggiornamento a fine 2018 per tener conto dell'andamento congiunturale.

Per il servizio di distribuzione elettrica, il WACC reale pre-tasse del periodo 2016-2018 era pari a 5,6%. Tale valore è stato aggiornato a 5,9% per il periodo 2019-2021 con la delibera n. 639/2018/R/com.

Per quanto riguarda le tariffe di distribuzione e misura, nel 2018 l'ARERA ha approvato sia le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2017, calcolate tenendo conto dei dati patrimoniali consuntivi relativi al 2016 (delibere nn. 150/2018/R/eel e 174/2018/R/eel), sia le tariffe di riferimento provvisorie del 2018, basate sui dati pre-consuntivi relativi al 2017 (delibere nn. 175/2018/R/eel e 176/2018/R/eel). La pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive per l'anno 2018 è prevista entro il 28 febbraio 2019, in base ai dati patrimoniali consuntivi comunicati all'ARERA a fine 2017.

Con riferimento ai sistemi di smart metering di seconda generazione, con la delibera n. 222/2017/R/eel l'ARERA ha approvato il piano di e-distribuzione per la messa in servizio dei contatori nel periodo 2017-2031 e ha definito anche il costo standard rispetto al quale saranno calcolati gli incentivi all'efficienza.

La delibera n. 646/2016/R/eel garantisce l'invarianza delle tariffe del servizio di misura per i clienti finali.

Il 31 dicembre 2018 si è concluso il monitoraggio della performance della comunicazione tra contatore e dispositivi utenti (c.d. "chain 2"), richiesto dall'ARERA. Entro il 31 marzo 2019 l'ARERA concluderà la fase di valutazione delle eventuali soluzioni tecnologiche per le funzionalità incrementali della versione 2.1 del contatore.

L'ARERA, con specifici provvedimenti, ha inoltre definito il quadro regolatorio volto ad accompagnare le varie fasi attuative del suddetto piano con riferimento per esempio agli obblighi informativi verso il cliente finale, alla messa a disposizione dei dati di misura al SII (Sistema Informativo Integrato) e agli utenti del trasporto e al passaggio a trattamento orario ai fini del settlement delle forniture dotate dei nuovi contatori.

Riguardo alla qualità del servizio, l'ARERA, 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 principi della regolazione per il periodo 2016-2023 (TIQE 2016-2023) e ha autorizzato l'avvio di sperimentazioni finalizzate a testare alcune funzionalità avanzate di gestione della rete di distribuzione.

In merito alle tematiche relative all'incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, con la delibera n. 31/2018/R/eel, l'ARERA ha aggiornato il TIQE, disponendo l'obbligo per le imprese di distribuzione di predisporre i propri piani resilienza con un orizzonte almeno triennale e di integrare tali piani in una apposita sezione dei piani di sviluppo. Tutti gli interventi individuati dalle imprese di distribuzione devono essere mirati a contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori critici che possono avere impatto sulle proprie reti. Tale previsione si aggiunge a quanto già introdotto dalla delibera n.127/2017/R/eel, che ha esteso a 72 ore il limite temporale oltre il quale gli indennizzi automatici agli utenti delle reti elettriche per interruzioni prolungate risultano interamente a carico degli operatori di rete.

Infine, con la delibera n. 668/2018/R/eel, l'ARERA ha definito il meccanismo incentivante per gli interventi volti all'incremento della resilienza, che troverà applicazione a partire dal prossimo Piano Resilienza 2019-2021 e fino al 2024, per gli interventi "ad alto rischio" (c.d. interventi "eleggibili"). Gli interventi "eleggibili" i cui benefici superano i costi potranno accedere a premi o essere soggetti a penali, mentre gli interventi "eleggibili" con benefici inferiori ai costi saranno soggetti unicamente a penali. È comunque pre-

vista la possibilità di sterilizzare completamente le penali, se nell'arco del triennio di pianificazione verranno realizzati interventi che coinvolgono almeno il 90% dei clienti interessati da interventi "eleggibili". L'ARERA, inoltre – a valle di future consultazioni – introdurrà meccanismi regolatori per incentivare il rapido ripristino della normale operatività della rete di distribuzione a seguito di eventi meteo eccezionali.

Con la delibera n. 377/2015/R/eel l'ARERA ha definito la disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione, prevedendo dal 2016 l'applicazione di nuovi valori per i fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare alle immissioni e ai prelievi dalla rete. Con la delibera n. 677/2018/R/eel, l'ARERA ha confermato i valori percentuali per l'anno 2019 e avviato al contempo un procedimento per il perfezionamento della disciplina delle perdite, con particolare riferimento al meccanismo di perequazione applicato alle imprese di distribuzione.

Con la delibera n. 268/2015/R/eel l'ARERA 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 termini di versamento degli oneri di sistema e delle ulteriori componenti da parte dei distributori alla CSEA e al Gestore dei Servizi Energetici (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 le disposizioni dell'ARERA relativamente all'obbligo di prestare garanzie a copertura degli oneri di sistema se non pagati dai clienti finali nell'ambito dei contratti di trasporto fra distributori e venditori. e-distribuzione ha deciso di impugnare l'ultima sentenza del Consiglio di Stato (sez. VI, n. 5620/2017) dinanzi alla Corte di Cassazione, ove al momento il giudizio è pendente.

In ottemperanza alle suddette sentenze, l'ARERA, 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 per tenere conto *ex ante* della morosità media dei clienti finali (cautelativamente fissata pari all'unpaid ratio riconosciuto nelle Regioni del Centro-Sud, dove il fenomeno della morosità si attesta su livelli mediamente superiori). Tale delibera è

stata impugnata da alcuni operatori e il relativo giudizio è al momento pendente dinanzi al TAR Milano.

L'ARERA ha inoltre emanato la delibera n. 50/2018/R/eel che introduce un meccanismo di reintegro, a favore delle imprese di distribuzione, dei crediti non recuperabili relativi agli oneri generali di sistema versati alla CSEA e al GSE, ma non incassati da venditori inadempienti, il cui contratto di trasporto è stato risolto. Il provvedimento ammette il riconoscimento dei crediti maturati a partire da gennaio 2016. Anche tale delibera è stata impugnata da alcuni operatori e da un'associazione di consumatori. Il TAR Milano al momento si è espresso solo sul ricorso di quest'ultima, che è stato rigettato.

In considerazione dell'incremento degli inadempimenti da parte dei venditori con riguardo al mancato adeguamento delle garanzie, con la delibera n. 655/2018/R/eel l'ARERA è intervenuta d'urgenza integrando il CADE, al fine di prevedere la risoluzione del contratto di trasporto in caso di mancato adeguamento delle garanzie rispetto al livello di fatturato.

Relativamente alle procedure e alle condizioni economiche per la connessione degli impianti di produzione alle reti di distribuzione, l'ARERA, 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 micro-cogenerazione alimentati da fonti rinnovabili. Inoltre, a valle della chiusura dell'indagine conoscitiva di cui alla delibera n. 412/2015/E/eel, l'ARERA, con la delibera n. 564/2018/R/eel, ha ulteriormente aggiornato il TICA introducendo la nuova regolazione dei corrispettivi per le attività di collaudo svolte dalle imprese distributrici sugli impianti di rete realizzati dai produttori, riconoscendo le attività svolte in sede di collaudo dalle imprese e prevedendo inoltre che i corrispettivi di collaudo a preventivo dovranno essere conguagliati in funzione delle effettive attività svolte.

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. 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. Procedono,



inoltre, le attività dell'ARERA per la razionalizzazione del quadro regolatorio in ambito di riconoscimento delle fattispecie di reti private. Con la delibera n. 530/2018/R/eel e le successive delibere nn. 613/2018/R/eel e 680/2018/R/eel l'ARERA ha predisposto i nuovi registri delle Reti Interne di Utente (RIU) e degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC) e per il monitoraggio dei "clienti nascosti", la cui pubblicazione definitiva è prevista entro il 1° luglio 2019.

Con la delibera n. 628/2018/R/eel l'ARERA ha avviato un percorso di consultazione al fine di regolare lo scambio dati tra Terna, i distributori e i "significant grid user - SGU" (Produttori, Sistemi di Distribuzione Chiusi e Clienti in AT o SDC e Clienti connessi alle reti di distribuzione che forniscono servizi di flessibilità); la prima fase di tale consultazione si concluderà entro il 14 marzo 2019.

Efficienza energetica - Certificati bianchi

Il meccanismo dei titoli di efficienza energetica (c.d. "TEE") è disciplinato dal MiSE di concerto con il Ministero dell'Ambiente. All'ARERA è demandata la definizione dei criteri e delle modalità di copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia e gas, in qualità di soggetti obbligati all'assolvimento dell'obbligo di acquisto dei TEE. Tale copertura è garantita attraverso il riconoscimento di un apposito contributo tariffario, il cui importo (€/titolo) è definito annualmente dall'ARERA.

Il decreto interministeriale dell'11 gennaio 2017 ha definito gli obiettivi di efficienza energetica per gli anni 2017-2020 nonché le nuove linee guida per il funzionamento del meccanismo. Il decreto ministeriale 10 maggio 2018 ha modificato e aggiornato il decreto 11 gennaio 2017 prevedendo, tra le altre cose, l'introduzione di un cap pari a 250 €/TEE al contributo tariffario riconosciuto ai soggetti obbligati.

Con la determina n. 4 del 22 giugno 2018 l'ARERA ha fissato in un importo di 311,45 €/TEE il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2017.

Con la delibera n. 487/2018/R/efr l'ARERA ha aggiornato le regole di definizione del contributo tariffario ai sensi del citato decreto del 10 maggio 2018.

Contro i suddetti provvedimenti e contro il decreto correttivo del 10 maggio 2018, Enel ha presentato ricorso dinanzi al TAR, contestando le disposizioni in grado di pregiudicare il recupero dei costi sostenuti in esecuzione agli obblighi di efficienza.

Riforma delle strutture tariffarie

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

Per gli oneri generali di sistema è stato, invece, previsto per il 2017 un primo intervento finalizzato a diminuire l'effetto di progressività. La riforma sugli oneri di sistema, che sarebbe dovuta entrare a regime dal 1° gennaio 2018 con il completo abbandono della struttura progressiva, è stata prorogata dall'ARERA con le delibere n. 867/2017/R/eel e n. 626/2018/R/eel al 31 dicembre 2019.

Con la delibera n. 922/2017/R/eel l'ARERA ha implementato a partire dal 1° gennaio 2018 la riforma della struttura degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici, in attuazione della legge n. 21 del 25 febbraio 2016.

Nell'ambito della riforma degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici, con la delibera n. 921/2017/R/eel l'ARERA ha definito, con decorrenza 1° gennaio 2018, 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.

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).

Il servizio di maggior tutela è garantito da società di vendita collegate ai distributori. Le condizioni economiche di fornitura del servizio sono definite dall'ARERA e aggiornate periodicamente, secondo criteri predefiniti tali da consentire la copertura dei costi degli esercenti.

L'ARERA 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. 927/2017/R/eel e n. 706/2018/R/eel sono stati definiti i livelli di remunerazione per il 2018 e il 2019.

Con il provvedimento n. 706/2018/R/eel l'ARERA ha anche aggiornato a partire dal 1° gennaio 2019 i livelli del corrispettivo RCV, che rappresenta il prezzo di riferimento per i venditori del mercato libero. Per l'anno 2018 i livelli di RCV sono quelli fissati dalla delibera n. 633/2016/R/eel.

L'esercizio dell'attività di salvaguardia è assegnato ai venditori del mercato libero su base territoriale tramite aste biennali. Per il periodo 2017-2018, a seguito della procedura disciplinata dalla delibera n. 538/2016/R/eel, Enel Energia è risultata aggiudicataria per le aree corrispondenti alle regioni Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Lazio, Puglia, Molise, Basilicata. Mentre per il periodo 2019-2020, a seguito della procedura concorsuale disciplinata dalla delibera n. 485/2018/R/eel, Enel Energia è risultata aggiudicataria per le aree corrispondenti alle regioni Calabria e Sicilia. Le condizioni economiche applicate ai clienti finali sono definite sulla base di quanto previsto dalla normativa primaria e secondaria.

Il 4 agosto 2017 è stata approvata la legge n.124 cosiddetta "legge annuale sulla concorrenza" che ha previsto, a valle della modifica intervenuta con il decreto legge "Milleproroghe" del 25 luglio 2018, il superamento dei regimi di tutela di prezzo nei due settori elettrico e gas, a partire dal 1° luglio 2020. La legge attribuisce al MiSE, sentite l'ARERA e l'AGCM, il compito di stabilire le modalità di superamento, garantendo la consapevolezza del consumatore e la pluralità dei fornitori. 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'ARERA.

L'ARERA, 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. Inoltre, proprio al fine di aumentare la conoscenza del mercato libero, lo scorso 1° luglio 2018 è stato reso operativo il Portale Offerte (istituito con la delibera n. 51/2018/R/com, secondo quanto previsto dalla legge n. 124/2017), nel quale i venditori hanno l'obbligo di rendere disponibili tutte le offerte rivolte ai clienti domestici e alle imprese di piccole dimensioni, per garantirne una comparazione trasparente e terza.

Nel 2016 l'ARERA 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'ARERA, attraverso vari provvedimenti, ha disciplinato diversi servizi, centralizzando sul SII, tramite un percorso graduale, la gestione per entrambi i settori (elettrico e gas) dei processi commerciali di voltura e switching, del sistema indennitario 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 e per tale ragione, con il decreto ministeriale n. 94 del 13 maggio 2016, 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'ARERA ha individuato i criteri di ripartizione sulla base dei quali l'Agenzia delle Entrate ha calcolato ed erogato nel periodo 2017-2018 alle imprese di vendita il contributo forfettario previsto dal suddetto decreto ministeriale per i soli anni 2016 e 2017.

A seguito della legge n. 205/2017 cosiddetta "Maxi conguagli" – che ha introdotto nei settori elettrico, gas e idrico il diritto alla prescrizione del corrispettivo a due anni – l'ARERA ha stabilito per il settore elettrico, con la delibera n. 264/2018/R/com, la possibilità per il venditore, nei casi di conguagli pluriennali la cui responsabilità sia attribuita al distributore e per i quali il cliente finale abbia eccepito la prescrizione del corrispettivo fatturato, di chiedere al distributore la rideterminazione degli importi relativi al servizio di trasporto e la conseguente restituzione delle somme precedentemente versate attraverso la compensazione di tali somme con gli altri importi dovuti.

Con riferimento al procedimento avviato in data 11 maggio 2017 dall'AGCM nei confronti di Enel SpA, Enel Energia SpA e Servizio Elettrico Nazionale SpA per presunto abuso di posizione dominante sul mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti finali residenziali e non residenziali allacciati in bassa tensione, si rimanda al capitolo "Attività e passività potenziali" delle Note di commento.



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'ARERA.

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'ARERA 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. In esito delle procedure concorsuali, 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).

Con la delibera n. 407/2018/R/gas l'ARERA ha aggiornato la disciplina per l'espletamento delle procedure a evidenza pubblica per l'assegnazione dei servizi di ultima istanza per il periodo 1° ottobre 2018 - 30 settembre 2019. In esito delle procedure concorsuali, Enel Energia è stata individuata come FUI su 4 delle 9 aree territoriali in gara (Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia, Lazio, Campania, Sicilia e Calabria) e come FDD in 2 aree geografiche su 9 (Lombardia, Trentino-Alto Adige e Veneto).

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'ARERA 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 fissa-

to, 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'ARERA aveva modificato (in riduzione) la formula di determinazione di tale componente per gli anni termici 2010-2011 e 2011-2012. Nel 2014 l'ARERA ha presentato appello al Consiglio di Stato. Nel 2016 il Consiglio di Stato ha respinto l'appello che l'ARERA 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. Con la delibera n. 32/2019/R/gas l'ARERA ha disciplinato le modalità di regolazione degli ammontari spettanti agli operatori.

In merito alla definizione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, l'ARERA ha confermato, fino al 30 settembre 2019, la modalità vigente che prevede la totale indicizzazione ai prezzi spot rilevati presso l'hub olandese del Title Transfer Facility (TTF), in attesa dello sviluppo di una maggiore liquidità dei mercati all'ingrosso italiani.

Con riferimento al settlement gas, nel 2017 è stata introdotta la nuova disciplina che prevede il recupero di una quota degli oneri legati alle perdite di rete per il periodo pregresso (2013-2017) e totale per il periodo transitorio (2018-2019).

Con la delibera n. 548/2018/R/gas l'ARERA ha approvato disposizioni per la quasi integrale erogazione, entro il 2018, delle partite economiche relative agli esiti della prima sessione di aggiustamento (anni 2013-2016) spettanti agli operatori a credito.

Alcuni operatori hanno impugnato presso il TAR Lombardia le delibere e relative consultazioni dell'ARERA sulle sessioni di aggiustamento pregresse e sul periodo transitorio (2013-2019) richiedendone l'annullamento, previa sospensione dell'efficacia. Enel Global Trading si è costituita a supporto dell'impianto regolatorio dell'ARERA. Il TAR Lombardia ha respinto le richieste di sospensiva e si attende la fissazione delle udienze in merito alle richieste di annullamento.

A partire dal 1° gennaio 2020, in base alla delibera n. 72/2018/R/gas, entrerà in vigore la disciplina a regime del settlement gas che prevede la socializzazione delle perdite di rete, direttamente approvvigionate da Snam Rete Gas e allocate in tariffa.

Per quanto riguarda la misura, la delibera n. 669/2018/R/gas innalza all'85% l'obbligo di messa in servizio degli smart meter gas di classe G4-G6 per le imprese distributrici con più di 50.000 clienti finali, con scadenze differenziate in base al numero di clienti finali.

Al fine di dare attuazione alla legge n. 205/2017 cosiddetta "Maxi conguagli", in tema di diritto alla prescrizione del corrispettivo a due anni, l'ARERA, con la delibera n. 683/2018/R/com, ha esteso anche al settore gas, a partire dal 1° gennaio 2019, la disciplina già in vigore nel settore elettrico di cui alla già citata delibera n. 264/2018/R/com.

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 stati 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 hanno previsto 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 2018 il costo indicativo cumulato annuo era di circa 4,7 miliardi di euro.

Con riferimento alla tecnologia solare, il sistema di incentivazione prevedeva l'applicazione dei diversi Conti Energia, di cui il I, II, III, IV (dal 19 settembre 2005 al 26 agosto 2012) basati su un sistema di feed-in premium (tariffa incentivante

cumulativa rispetto al prezzo zonale orario), mentre il V Conto Energia (dal 27 agosto 2012), basato su un sistema di feed-in tariff (tariffa onnicomprensiva), è terminato con il raggiungimento dei 6,7 miliardi di euro il 6 luglio 2013.

Nel mese di marzo 2018 è stata divulgata la nuova bozza di decreto su tutte le fonti rinnovabili da tecnologia matura; attualmente il documento è in attesa di essere notificato alla Commissione Europea da parte del MiSE per ottenere l'approvazione ai sensi delle linee guida sugli aiuti di Stato. Secondo le previsioni del citato decreto, lo sviluppo delle fonti rinnovabili sarà sostenuto attraverso aste al ribasso e registri (per impianti di taglia < 1 MW) assegnati tramite contract for difference a due vie.

Delibera ARERA n. 558/2018 - Remunerazione impianti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse

Con il decreto 14 febbraio 2017, il MiSE 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.

Iberia

Spagna

Tariffe elettriche

In data 22 dicembre 2018 è stata pubblicata l'ordinanza n. TEC/1366/2018 con cui si stabiliscono le tariffe di accesso dell'energia elettrica per il 2019, che rimangono inalterate, come già accaduto per l'anno precedente. Si segnala che questa ordinanza ha soppresso l'incentivo alla disponibilità dell'ordinanza n. ITC/3127/2011, finché non si rivedano i meccanismi di capacità per l'adeguamento alla normativa europea e quindi al processo di transizione energetica.

Tariffe del gas naturale

L'ordinanza n. ETU/1283/2017 del 22 dicembre ha confermato le tariffe di accesso del gas naturale per il 2018 ri-





petto all'anno precedente, mentre sono state aumentate del 5% le tariffe finali applicabili ai clienti del servizio di ultima istanza del gas naturale come conseguenza dell'incremento del costo della materia prima.

Il 30 giugno 2018 sono state pubblicate le tariffe di ultima istanza applicabili nel terzo trimestre 2018, che hanno registrato un aumento del 3,4%. Per l'ultimo trimestre 2018 le tariffe di ultima istanza sono ulteriormente salite del 7,4% rispetto al periodo precedente, sempre per effetto dell'incremento della componente materia prima.

Il 22 dicembre è stata pubblicata l'ordinanza n. TEC/1367/2018, con cui vengono mantenute ancora inalterate le componenti di accesso della tariffa del gas naturale. Il 26 dicembre sono state invece pubblicate le tariffe finali di ultima istanza applicabili a partire dal 1° gennaio 2019, risultate in una riduzione media del 4% circa rispetto al periodo precedente, a causa della diminuzione della componente materia prima.

Efficienza energetica

La legge n. 18/2014 del 15 ottobre contenente misure urgenti per la crescita, la concorrenza e l'efficienza ha creato il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica.

L'ordinanza n. ETU/257/2018 del 16 marzo ha disposto a carico di Endesa un apporto al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica di 29 milioni di euro, corrispondenti agli obblighi di risparmio energetico relativi al 2018.

Durante il mese di dicembre il Ministero per la Transizione Ecologica ha iniziato l'iter di una proposta legislativa che fissa il contributo al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per l'anno 2019, fissando l'importo dovuto da Endesa a 28 milioni di euro.

Buono Sociale

In data 9 aprile 2018 è stata pubblicata l'ordinanza n. ETU/381/2018, che modifica i formulari per la richiesta del Buono Sociale, contenuti nell'ordinanza n. ETU/943/2017 del 6 ottobre 2017. L'ordine ETU/381/2018 amplia inoltre fino all'8 ottobre 2018 la scadenza transitoria per accreditare i consumatori di energia elettrica che sono considerati vulnerabili secondo il regio decreto 897/2017 e che già erano beneficiari del Buono Sociale.

In data 21 novembre 2018 è stata pubblicata nel Bollettino Ufficiale dello Stato l'ordinanza n. TEC/1226/2018 che fissa le percentuali di ripartizione per il finanziamento del Buono

Sociale del 2018, prevedendo per Endesa un contributo del 37,15%.

Consultazione pubblica della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza sul tasso di remunerazione delle attività regolate

In data 27 luglio 2018 la Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC) ha aperto una consultazione pubblica sulla metodologia di calcolo del tasso di remunerazione per il periodo 2020-2025 delle attività di distribuzione e trasmissione e delle attività dei sistemi elettrici extrapeninsulari e delle rinnovabili, in seguito alla quale il 30 ottobre 2018 ha emesso un report con cui propone una remunerazione del 5,58% per distribuzione, trasmissione e sistemi extrapeninsulari e del 7,09% per le rinnovabili.

Sulla base di questo report, il 28 dicembre il Ministero per la Transizione Ecologica ha presentato una bozza di progetto di legge contenente tali tassi di remunerazione per il periodo 2020-2025. Allo stesso tempo, per le installazioni rinnovabili del regime agevolato precedente al regio decreto legge n. 9/2013, la remunerazione non potrà essere rivista nel periodo 2020-2031, bensì si applicherà l'attuale remunerazione del 7,389%, mentre si deterranno gli indennizzi relativi a lodi arbitrali già risolti. Le installazioni potranno comunque rinunciare a questa opportunità e adottare lo schema generale.

In seguito alla presentazione di tale bozza, il Governo ha approvato il regio decreto legge n. 1/2019, che dettaglia gli aspetti relativi alla fissazione del tasso di remunerazione.

Legge n. 6/2018 del 3 luglio 2018 sul bilancio statale

Il 4 luglio è stata pubblicata la legge n. 6/2018 sul bilancio dello Stato del 2018. Tra le altre cose la legge di bilancio contempla che nel 2018, eccezionalmente, il surplus dei ricavi del sistema elettrico potrà destinarsi al pagamento di indennizzi in esecuzione di risoluzioni di controversie del settore elettrico. Allo stesso modo questo surplus potrà destinarsi a tempo indeterminato ad ammortizzare debiti del settore elettrico o, in alternativa, potrà integrarsi alle voci periodiche delle liquidazioni del sistema elettrico. Inoltre, questa legge contiene una disposizione secondo cui non sarà più necessaria la decisione di compatibilità degli investimenti di installazioni del regime extrapeninsulare in

conformità con la normativa comunitaria o nazionale, sempre che tali installazioni siano necessarie per garantire una fornitura efficiente.

Ordinanza n. TEC/1158/2018 del 29 ottobre, con cui si assegna il regime retributivo addizionale a determinate installazioni esistenti dei sistemi extrapeninsulari

D'accordo con la legge n. 6/2018 e con le necessità di capacità di ogni sistema extrapeninsulare determinate dal Gestore del Sistema (REE) nei suoi report, è stata pubblicata l'ordinanza n. TEC/1158/2018 del 29 ottobre, che prevede l'assegnazione a un regime retributivo addizionale per determinate installazioni di Gran Canaria, Tenerife e Minorca, in relazione agli investimenti che devono essere realizzati in osservanza della normativa ambientale applicabile.

Regio decreto n. 1048/2018 del 24 agosto, sul deficit del sistema elettrico del 2013

In data 1° settembre 2018 è stato pubblicato il regio decreto n. 1048/2018, che modifica il metodo di calcolare gli interessi da riconoscere per il finanziamento del deficit tariffario del 2013, in modo tale che tali interessi si determineranno a partire dal momento in cui vengono effettuati i versamenti corrispondenti, e non solo dal 1° gennaio dell'anno seguente. L'importo totale da versare agli agenti che hanno finanziato il deficit tariffario del 2013 aumenta a 15 milioni di euro, di cui 7 milioni corrispondono a Endesa. Il regio decreto stabilisce che questa stessa metodologia si applicherà agli eventuali deficit che si generino in futuro.

Regio decreto legge n. 15/2018 del 5 ottobre, contenente misure urgenti per la transizione energetica e la protezione dei consumatori

Il 5 ottobre 2018 il Consiglio dei Ministri ha approvato il regio decreto legge n. 15/2018, che stabilisce una serie di misure per accelerare la decarbonizzazione, dando impulso alle rinnovabili, alla mobilità elettrica e all'efficienza energetica e assicurando maggiore protezione ai consumatori. Un primo blocco contiene misure di protezione dei consumatori vulnerabili e in particolare amplia la platea di benefi-

ciari del Buono Sociale, includendo famiglie monoparentali o con più membri a carico, che non raggiungano determinate soglie di reddito. Inoltre, si ampliano le casistiche per il divieto di sospensione della fornitura per morosità, con modalità di finanziamento analoghe a quelle del Buono Sociale. Si introduce, inoltre, un Buono Sociale "termico" per il riscaldamento, che sarà finanziato attraverso il bilancio dello Stato.

Questo regio decreto legge contempla l'approvazione in sei mesi di una strategia nazionale di lotta alla povertà energetica. In questo senso, il 19 dicembre il Ministero ha lanciato una consultazione pubblica.

Il secondo blocco di misure è volto a dare maggiori opportunità ai consumatori, per esempio aumentando la flessibilità nella scelta della potenza contrattata.

Un terzo blocco di misure è diretto a dare impulso all'autoconsumo, semplificandone l'accesso e rendendo possibile l'autoconsumo collettivo, nonché eliminando l'applicazione di tariffe sull'energia autoconsumata di origine rinnovabile, cogenerativa o da rifiuti. Allo stesso modo, vengono introdotte misure di semplificazione burocratica, in modo particolare per installazioni di piccola taglia.

Il quarto blocco di misure ha come obiettivo di dare impulso alla penetrazione delle fonti rinnovabili e alla mobilità elettrica. Si prorogano quindi fino al 31 marzo 2020 i permessi per l'entrata in funzione della potenza rinnovabile aggiudicata prima della legge n. 24/2013, che sarebbero invece scaduti il 31 dicembre 2018. Per quanto riguarda la mobilità elettrica, si elimina la figura del *gestor de carga* per rendere più agevole lo sviluppo dei servizi di mobilità elettrica.

Infine, il regio decreto legge prevede misure fiscali con cui per esempio si sospende per il quarto trimestre 2018 e il primo trimestre 2019 l'imposta sul valore della produzione di energia elettrica e si elimina l'imposta speciale sugli idrocarburi per generazione elettrica. Per garantire in ogni caso la sostenibilità del sistema, si utilizzeranno i maggiori ricavi delle aste per i diritti di emissione di CO₂ nonché i surplus accumulati del sistema elettrico.

Il regio decreto legge n. 15/2018 è stato convalidato il 18 ottobre 2018 dal Congresso dei Deputati.





Ordinanza n. TEC/1380/2018 del 20 dicembre, con cui si stabiliscono le basi per la concessione di aiuti a installazioni rinnovabili

In data 25 dicembre è stata pubblicata l'ordinanza n. TEC/1380/2018 che fissa le basi per la concessione di aiuti agli investimenti in impianti eolici e fotovoltaici nei sistemi extrapeninsulari, co-finanziati dal Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FEDER).

Il 27 dicembre 2018 l'Istituto per la Diversificazione e il Risparmio dell'energia (IDAE) ha approvato una risoluzione convocando delle aste per concedere aiuti agli investimenti in impianti eolici nelle Isole Canarie con una dotazione di 80 milioni di euro per una potenza massima di 217 MW.

Regio decreto legge n. 20/2018 del 7 dicembre, recante misure urgenti per la competitività economica nei settori dell'industria e del commercio in Spagna

Questo regio decreto legge, pubblicato l'8 dicembre nel Bollettino Ufficiale dello Stato, ha l'obiettivo di incentivare la competitività del settore industriale grazie ad azioni quali la riduzione del costo dell'energia. In particolare, il regio decreto legge introduce la figura dei sistemi di distribuzione chiusi, già esistente nella normativa comunitaria, e annuncia la preparazione di uno statuto per i consumatori industriali energivori che ne raccolga le peculiarità. Questa norma, inoltre, prevede l'estensione per due anni della vita di determinati impianti di cogenerazione ad alta efficienza.

Misure urgenti per adeguare le competenze della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza alle esigenze del diritto comunitario

In data 12 gennaio 2019 è stato pubblicato il regio decreto legge n. 1/2019, che ha per finalità l'adeguamento delle competenze del regolatore nazionale (CNMC) alle prerogative richiamate dalla normativa comunitaria e in particolare alle norme del cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia" del 2009.

Secondo tale regio decreto legge, sarà competenza della CNMC l'approvazione della struttura, della metodologia e dei valori concreti delle tariffe di accesso alle reti di tra-

missione e distribuzione di elettricità e gas naturale e agli impianti GNL, nonché dei tassi di remunerazione per i gestori di reti e gli operatori dei sistemi di elettricità e gas, entro i limiti massimi fissati dal Governo.

Per quanto riguarda le attività di distribuzione e trasmissione, i valori massimi fissati dal Governo faranno riferimento ai tassi di rendimento medi delle obbligazioni dello Stato a 10 anni registrati negli scorsi 24 mesi, più un differenziale. Per quanto riguarda, invece, le attività di generazione in aree extrapeninsulari, il tasso di remunerazione regolato sarà fissato direttamente dal Governo, e sarà sempre basato sul rendimento delle obbligazioni dello Stato a 10 anni. Il Ministero per la Transizione Ecologica approverà inoltre una serie di orientamenti di politica energetica di cui la CNMC dovrà tenere conto, e che riguardano aspetti come la sicurezza della fornitura, la sostenibilità economica e finanziaria del sistema, la lotta contro il cambiamento climatico, la gestione della domanda e l'uso razionale dell'energia. Il Ministero avrà un mese di tempo per approvare le circolari della CNMC, e potrà far ricorso a una commissione di cooperazione per appianare possibili divergenze. Le nuove funzioni della CNMC saranno applicabili dal 1° gennaio 2020.

Rinnovabili

Nelle aste delle energie rinnovabili del 2017 Enel Green Power España è stata premiata con 540 MW di energia eolica e 338 MW di fotovoltaico. Le regole delle aste stabilivano date prima delle quali dovevano essere specificati i possibili progetti, indentificando il 50% in più del potere assegnato, attraverso il quale si sarebbe sviluppata la potenza. Queste date erano rispettivamente il 4 febbraio e il 13 aprile 2018. Enel Green Power ha effettuato l'identificazione dei progetti entro tali termini.

Dopo aver effettuato una consultazione pubblica nel 2017 su una nuova regolamentazione dell'accesso e della connessione alle reti, alla fine del primo semestre del 2018 il Governo ha avviato le procedure per l'approvazione del presente regolamento.

Dall'inizio di giugno, dopo la mozione di sfiducia al Partito Popolare, la Spagna ha un nuovo Governo. Durante il mese di giugno, il nuovo Governo si è concentrato fondamentalmente sull'organizzazione stessa, senza che siano state intraprese azioni pertinenti per il business rinnovabile in Spagna.

All'inizio di ottobre, il Governo spagnolo ha pubblicato un regio decreto legge con diverse misure per il settore dell'elet-

tricità. Il regio decreto legge include: misure per proteggere i consumatori di energia più vulnerabili; misure di stabilità economica del sistema elettrico; misure per facilitare l'auto-consumo di energia elettrica; misure per lo sviluppo di punti di ricarica elettrica; e misure per l'energia rinnovabile.

Per le energie rinnovabili, il regio decreto contiene misure per estendere la validità dei permessi di accesso e la connessione alla rete di alcuni progetti di aste degli anni precedenti. Comprende anche misure per frenare la speculazione con i punti di connessione alle reti per le nuove generazioni rinnovabili. Include inoltre misure per facilitare la richiesta di nuovi punti di connessione per le rinnovabili su sottostazioni che non hanno difficoltà a espandersi. Infine, include un esonero ai generatori dal pagamento della tassa sul valore della produzione della legge n. 15/2012 (7%). L'esenzione riguarda i tre mesi finali del 2018 e i tre iniziali del 2019.

Durante la seconda metà del 2018 il Governo ha avviato un processo di revisione del ragionevole tasso di rendimento delle energie rinnovabili per il periodo 2020-2025. La CNMC ha presentato la sua proposta e, in base a essa, il Governo ha avviato l'elaborazione di un progetto preliminare di legge, che dovrebbe essere convertito in legge nel 2019.

Inoltre, durante la seconda metà del 2018, il Governo ha lavorato al progetto di Piano Integrato per l'Energia e il Clima. Tuttavia, al 31 dicembre 2018 il progetto non era ancora stato inviato alla Commissione Europea. Il Governo ha avanzato, in vari atti pubblici, impegni parziali di penetrazione rinnovabile per la Spagna entro il 2030 rispetto alle percentuali totali per l'Europa.

Il Governo sta altresì lavorando a diverse proposte per la transizione energetica, ma entro la fine del 2018 nessuna è stata formalizzata.

Europa e Affari Euro-Mediterranei

Russia

Mercato dell'energia e della capacità

Il 18 maggio è stato pubblicato il decreto presidenziale relativo al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo dell'economia nazionale entro il 2024. Il decreto prevede che il Governo approvi entro il 1° ottobre 2018 un piano di sviluppo infrastrutturale che assicuri i rifornimenti di energia su tutto il territorio. I punti principali del decreto riguardano:

- lo sviluppo di sistemi energetici centralizzati, compresa la modernizzazione della generazione termica, idroelettrica e nucleare in base alle esigenze di sviluppo socio-economico;
- lo sviluppo della generazione distribuita, comprese le fonti rinnovabili, principalmente nelle regioni distanti e isolate;
- digitalizzazione e introduzione di sistemi intelligenti per la gestione della rete.

Il 14 dicembre è stata finalizzata la bozza del decreto relativo agli schemi d'incentivazione per la modernizzazione e la modifica delle regole del mercato della capacità, concordata tra i ministeri e approvata dal Vice Primo Ministro per l'energia. La firma del Primo Ministro e la pubblicazione ufficiale sono previste per la fine di gennaio 2019.

I decreti attuativi per l'esecuzione delle aste del mercato della capacità sono stati adottati dal Consiglio del Mercato ed entreranno in vigore a partire dalla data di emissione del decreto.

La prima asta, relativa a progetti con data di entrata in esercizio nel 2022-2024, è prevista entro il 1° marzo 2019, prima dell'asta di capacità a lungo termine (KOM 2022-2024). Principali condizioni dell'asta:

- definizione dei volumi massimi (I PZ: 2,4 GW per 2022, 3,2 GW dal 2023 in poi) e approvazione dei CAPEX massimi a seconda dei tipi di progetti di modernizzazione da parte del Governo (a seconda della capacità installata e del tipo di combustibile);
- selezione dei progetti in base al minimo LCOE; si applicano requisiti di pre-qualifica e localizzazione al 100%;
- condizioni dei contratti DPM: pagamento garantito per 16 anni con prezzi tali da assicurare il ritorno dei costi di CAPEX e OPEX con redditività fissa (WACC di base = 14%)



legata a titoli di Stato a lungo termine (redditività di base 8,5%). Nei primi 12 mesi dopo la messa in esercizio è prevista la sola remunerazione degli OPEX. La redditività verrà rivista a seguito della prima asta in base all'analisi dell'impatto sulle tariffe finali.

Oltre agli schemi d'incentivazione relativi alla modernizzazione sono state introdotte modifiche riguardanti le normali procedure per le aste del mercato della capacità:

- selezione progetti a sei anni. Prevista una gara per capacità relativa agli anni 2022, 2023, 2024 entro il 1° maggio 2019 e una gara per capacità relativa all'anno 2025 entro il 15 novembre 2019;
- indicizzazione dei parametri della curva di domanda fissati nel 2017 in base al CPI (2017, 2018) + 15% per 2022 e 2023; CPI (2017, 2018) + 20% per 2024 e 2025; a partire dal 2020 solo con l'indicizzazione annuale in base al CPI.

Smart metering

Il 27 dicembre è stata pubblicata la legge federale n. 522-FZ relativa agli smart meter. La legge prevede l'installazione obbligatoria degli smart meter a partire dal 1° giugno 2020 sia negli alloggi pubblici da parte dei fornitori di "garanzia" sia per gli altri consumatori da parte dei distributori d'energia (DSO). Secondo la legge, i costi di sostituzione dei contatori obsoleti saranno inclusi in tariffa dai fornitori di garanzia e dai DSO.

Romania

Fornitore di ultima istanza

A partire dal 1° luglio 2018 Enel Energia ed Enel Energie Muntenia sono stati nominati supplier obbligati per le aree di distribuzione Enel. Enel Energie Muntenia è stata nominata dal regolatore ANRE fornitore alternativo per le altre cinque aree di distribuzione. Nuovi prezzi massimi sono stati approvati per il servizio universale con un incremento medio del 3% a livello nazionale rispetto alle tariffe valide per il primo semestre.

Smart metering

Nel giugno 2018 sono state introdotte modifiche alla Legge Energetica. Entro il 1° gennaio 2024 verranno installati smart meter per prosumer e clienti con un consumo superiore a una soglia che verrà fissata da ANRE. Nell'ottobre

2018 ANRE ha pubblicato poi una metodologia per il roll-out completo al 2028 con la quale viene data ai distributori la possibilità di definire in dettaglio i loro piani di investimento.

I criteri per l'approvazione dei piani di roll-out si basano sui risultati dei progetti pilota di smart metering 2014-2016 e sugli investimenti del biennio 2017-2018, nonché sul rapporto tra il valore economico dei progetti di smart metering e il piano di investimenti totale annuale dei distributori. ANRE pubblicherà il calendario per il roll-out di ogni distributore e lo potrà modificare annualmente. Entro il 30 aprile di ogni anno ANRE pubblicherà inoltre un report sullo stato dell'implementazione dello smart metering al 31 dicembre dell'anno precedente.

Tariffe di distribuzione - Quarto periodo regolatorio

Nel settembre 2018 ANRE ha pubblicato la metodologia per le tariffe di distribuzione per il quarto periodo regolatorio (2019-2023). Per il primo anno del periodo regolatorio le tariffe di distribuzione sono aumentate dell'1% in media a livello nazionale, in termini nominali.

I principali cambiamenti rispetto alle regole del precedente periodo regolatorio sono i seguenti:

- il tasso di remunerazione della RAB (regulatory asset base) è stato abbassato dal 7,7% al 5,66% (6,66% per i nuovi investimenti);
- gli asset non più in uso oppure condivisi con altre attività rispetto a quella della distribuzione sono stati decurtati dalla RAB iniziale;
- i costi del personale e per la sicurezza sono portati fuori dal meccanismo incentivante sui costi operativi, e sono quindi trattati come una partita di giro;
- viene fissato un tetto massimo del 5% alle efficienze conseguibili dai distributori, al netto dei costi del personale di cui sopra;
- tutti i costi sono soggetti a correzione annuale e non più alla fine del periodo regolatorio.

Rinnovabili

In giugno il Parlamento ha approvato la GEO 24/2017 che modifica la normativa sulle fonti rinnovabili. Le novità principali sono:

- il valore dei certificati verdi (CV) finanziato dai consumatori finali aumenta da 11,1 €/MWh a 12,5 €/MWh a partire dal 2022 e successivamente potrà essere ulte-

- riormente modificato dall'Autorità di regolamentazione;
- i CV contrattati sul mercato spot a parità di prezzo saranno ceduti dai venditori *pro quota* in base alla domanda;
 - fatti salvi i contratti bilaterali di trasferimento dei CV conclusi prima di aprile 2017, almeno il 50% dei CV dovrà essere acquistato dai soggetti obbligati sul mercato spot anonimo;
 - i produttori con impianti fino a 3 MW potranno concludere contratti bilaterali di vendita di energia e/o CV solo con venditori finali;
 - i produttori potranno aggregare la propria produzione per poter partecipare al mercato dell'energia;
 - l'energia rinnovabile accumulata nei sistemi a batteria avrà accesso ai CV.

In base alla medesima normativa i produttori da fonti rinnovabili con potenza installata fino a 27 kW hanno diritto a compensare l'energia prodotta con quella acquistata dal proprio fornitore. Il prezzo di cessione è pari alla media pesata dei prezzi spot dell'anno precedente, pari a 22,7 bani/kWh per il 2018. I produttori sono esentati dalla tassazione sull'energia prodotta.

L'ordinanza governativa di emergenza n. 114/28.12.2018 ha introdotto:

- l'aumento dell'imposta annuale per le società energetiche dallo 0,1% al 2% rispetto al fatturato dell'anno precedente;
- la vendita obbligatoria di una parte della produzione di energia sul mercato regolamentato per le famiglie.

Inoltre, la modifica della normativa fiscale nazionale impone, a partire dal 2019, che le torri eoliche siano considerate edifici e in quanto tali siano soggette a tassazione fino all'1,3% del loro valore.

Regno Unito

Mercato della capacità

Lo scorso 15 novembre il Tribunale dell'Unione Europea ha annullato la Decisione della Commissione Europea del 23 luglio 2014 che aveva autorizzato il regime di aiuti relativo al mercato delle capacità di produzione di energia elettrica nel Regno Unito. Secondo il Tribunale, la Commissione avrebbe dovuto dubitare della compatibilità della misura con le regole comunitarie e, conseguentemente, avviare il procedimento di indagine formale invitando le parti interessate a presentare le loro osservazioni.

A seguito dell'annullamento, la Commissione Europea aprirà

la fase investigativa richiesta dal Tribunale dell'Unione Europea e dovrà compiere una nuova valutazione della misura inglese anche alla luce delle eventuali osservazioni che saranno proposte dagli operatori interessati.

Grecia

A partire dal 1° gennaio 2017 la nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili deve partecipare alle aste pubbliche per accedere al meccanismo di sostegno basato su un sistema di "feed-in premium". Le prime due aste svolte nel 2018 (luglio e dicembre) fanno parte del piano di sviluppo di ulteriori capacità eolica e fotovoltaica per un totale di 2,6 GW tra il 2018 e il 2020. La capacità totale assegnata nel 2018 è stata pari a 331 MW eolici e 169 MW fotovoltaici.

Il Ministero dell'Ambiente e dell'Energia ha lanciato nell'ottobre 2018 una consultazione pubblica sul Piano nazionale dell'energia e del clima (NECP) all'interno del quale, tra le altre cose, il Governo greco indica di volersi impegnare per raggiungere una quota di fonti rinnovabili rispetto ai consumi energetici nazionali almeno pari al 30% e una quota di fonti rinnovabili rispetto alla produzione di energia elettrica pari almeno al 55%.

La legge n. 4513/2018 promuove la creazione delle cosiddette "comunità energetiche" per la produzione, la distribuzione e la fornitura di energia a livello locale. Clausole speciali promuovono, tra l'altro, lo sviluppo dell'autoconsumo, dello stoccaggio energetico e delle stazioni di ricarica dei veicoli elettrici.

Bulgaria

Lo scorso maggio 2018 è stato approvato un emendamento alla normativa rinnovabile che, a partire dal 1° gennaio 2019, sostituisce per gli impianti maggiori di 4 MW l'attuale feed-in tariff con una feed-in premium finanziata tramite la cessione dell'energia sul mercato spot Independent Bulgarian Exchange (IBEX) e l'integrazione da parte dell'Electricity System Fund.

Turchia

Il regolatore ha rinviato ad aprile 2020 l'avvio della fase di pre-qualifica per le aste eoliche con volumi pari a 2 GW (offerte TEIAS - Turkish Electricity Transmission Company). Il Governo ha annullato l'asta YEKA (Renewable Resource Area) per 1.200 MW di impianti eolici offshore prevista per il 23 ottobre 2018 e l'asta YEKA-2 per 1 GW di impianti





ti fotovoltaici prevista per il 31 gennaio 2019.

Il 7 novembre 2018 il Governo ha annunciato la prossima asta YEKA per volumi pari a 1 GW di impianti eolici prevista per il 7 marzo 2019.

Il Governo ha introdotto una normativa che consente alle famiglie di installare sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili con potenza installata fino a 10 kW senza necessità di licenza di generazione. Inoltre, è possibile vendere la produzione in eccesso al fornitore di ultima istanza.

Germania

L'8 giugno 2018 il Parlamento ha approvato una modifica alla normativa rinnovabile (EEG 2014) che obbliga fino al 1° giugno 2020 anche le comunità locali a partecipare alle aste rinnovabili solo con impianti autorizzati (BlmSchG).

Il 17 dicembre 2018 è stata pubblicato il cosiddetto "Energie Sammelgesetz", che modifica varie normative del settore energetico. Tra le altre cose introduce aste rinnovabili aggiuntive nel triennio 2019-2021 per volumi complessivamente pari a 8 GW, 4 GW per impianti eolici e 4 GW per impianti fotovoltaici.

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 competente, e lo sviluppo di tale capacità si realizza attraverso aste con partecipazione aperta a tutti gli agenti. In tutti i Paesi esiste un sistema di dispacciamento centralizzato con system marginal price. Solitamente l'ordine di merito è costruito in base ai costi variabili di produzione verificati periodicamente, con l'eccezione della Colombia, ove l'ordine di merito è basato sulle offerte di prezzo degli operatori nel mercato.

In Argentina e Perù sono attualmente in vigore interventi

regolatori sulla formazione del prezzo dei mercati spot. In Argentina 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 proprie 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 2018

In base all'applicazione del nuovo regime tariffario, previsto dalla risoluzione n. 64/17, il Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) ha limitato l'incremento del *Valor Agregado de Distribución* (VAD) attraverso specifiche istruzioni al regolatore 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 è stata possibile solo a partire dal 1° febbraio 2018.

Inoltre, si è stabilito 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

fa delle società di distribuzione in relazione all'andamento dell'inflazione e in base ai temi inerenti alla qualità del servizio e al regolamento di fornitura.

Novità regolatorie riferite all'utilizzo del gas naturale nella generazione

In data 7 marzo 2018, attraverso il decreto PEN 187/18, il Governo ha pubblicato il nuovo organigramma del Ministero delle Attività Minerarie e l'Energia. A seguito della risoluzione n. 64/2018 di tale Ministero le funzioni della Segreteria dell'Energia Elettrica sono state trasferite alla nuova Sub Segreteria dell'Energia Elettrica.

In data 1° agosto 2018 è stata pubblicata la risoluzione n. 46 attraverso la quale si è presa la decisione di ridurre da 5,20 a 4,20 dollari statunitensi per MMBTU il prezzo medio del gas che si destina alla generazione elettrica.

Si è disposto inoltre alla SSEE di implementare un meccanismo competitivo per stimare il gas da destinare alla generazione al prezzo massimo stabilito.

Per tale motivo la SSEE ha impartito istruzioni a CAMMESA per effettuare l'acquisto di gas naturale a condizioni revocabili e irrevocabili attraverso il Mercato Elettronico del Gas (MEGSA) per le forniture alla generazione termica.

Infine, è stata avviata la gara per i contratti revocabili per il periodo settembre-dicembre 2018. Il prezzo medio delle offerte è stato di 3,69 dollari statunitensi per MMBTU, circa il 13% in meno del prezzo stabilito attraverso la risoluzione n. 46.

In data 7 novembre è stata pubblicata nel Bollettino Ufficiale la risoluzione 2018-70-APN-SGE, mediante la quale si abilitano i soggetti generatori, cogeneratori e autogeneratori del MEM a rifornirsi in modo autonomo per la generazione di energia elettrica.

Inizialmente la norma si applicava per il gas naturale e ha permesso ai generatori di ottenere un margine addizionale utilizzando combustibile proprio nel caso in cui il prezzo di acquisto del gas fosse stato minore del prezzo riconosciuto da CAMMESA.

Con questa risoluzione ai generatori viene riconosciuto un contributo per il Costo Variabile di Produzione (CVP) in base ai tariffari riconosciuti. Grava, così, su CAMMESA la responsabilità di continuare a rifornire i soggetti generatori che non acquistino in proprio il combustibile per la generazione.

Nel dicembre 2018 le autorità hanno autorizzato l'esportazione di gas naturale stabilendo una nuova procedura di autorizzazione all'esportazione. L'eccedenza si è resa pos-

sibile grazie alla maggiore disponibilità di gas naturale derivante dallo sfruttamento del giacimento di Vaca Muerta.

Le esportazioni autorizzate sono state indirizzate a Cile e Brasile per un quantitativo totale di 479.250.000 metri cubi, a condizioni revocabili, fino al 2020 verso il Cile e fino alla produzione di 600 MW di elettricità in Brasile.

Rinnovabili

Nel settembre 2018 il sottosegretario alle Energie Rinnovabili ha presentato la Ronda 3 (terzo ciclo) del programma RenovAr, noto come MiniRen, la cui caratteristica principale è l'uso delle capacità disponibili nelle reti a media tensione e la promozione dello sviluppo regionale nel Paese.

Il programma RenovAr MiniRen offre 400 MW di potenza in tutto il Paese, da collegare in reti di media tensione da 13,2 kV, 33 kV e 66 kV. La potenza massima consentita per progetto è di 10 MW, mentre la potenza minima è di 0,5 MW.

Per quanto riguarda la parte contrattuale, i progetti premiati firmeranno un contratto di fornitura di energia elettrica (PPA) con CAMMESA, allo stesso modo dei precedenti cicli, e un accordo di adesione con il FODER per garantire tre mesi di fatturazione dei progetti contrattati.

Il programma della Ronda 3 è iniziato in ottobre con la pubblicazione delle specifiche e continuerà da marzo 2019 con il periodo di presentazione delle offerte, il processo di qualifica, l'aggiudicazione e la firma dei contratti che si concluderanno nel luglio 2019.

Per il secondo ciclo (Ronda 2) sono stati firmati in totale 82 progetti per 1.969,1 MW su 88 progetti premiati.

Brasile

Tariffa Bianca

Il 12 settembre 2016 il regolatore 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 opzionale da qualsiasi consumatore, a





parte quelli che godono di talune agevolazioni.

La normativa sopra ricordata stabilisce quanto segue circa l'applicazione della Tariffa Bianca:

- inizia l'applicazione a gennaio 2018 per i clienti che consumano più di 500 kWh al mese e per le nuove connessioni;
- inizia l'applicazione a gennaio 2019 per i clienti che consumano più di 250 kWh al mese;
- dopo il 2020 si applica a tutti i clienti;
- il costo dell'energia, applicando questa opzione tariffaria, si ottiene differenziando le ore giornaliere in orari di picco, intermedi e a basso consumo e applicando le tariffe orarie approvate da ANEEL a seguito delle revisioni periodiche con le società di distribuzione;
- non possono optare per la Tariffa Bianca i clienti economicamente svantaggiati e l'illuminazione pubblica;
- il costo dei contatori è sostenuto dal distributore, a eccezione di quelli con particolari funzionalità addizionali;
- eventuali adattamenti delle installazioni tecniche per l'allaccio alla rete elettrica devono essere sostenuti dal cliente/propietario.

Cambiamento della data di revisione tariffaria di Enel Distribuição Goiás da ottobre 2017 a ottobre 2018

A seguito di Udienza Pubblica, ANEEL ha approvato la richiesta di Enel di modificare la data della revisione tariffaria di Enel Distribuição Goiás per il 2018. La decisione assunta ha stabilito che la revisione tariffaria è stata spostata a ottobre 2018 e, a partire da quella data, si terrà ogni cinque anni. La nuova data di riferimento per gli investimenti da riconoscere in tariffa è stata spostata al 30 aprile 2018.

Revisione tariffaria di Enel Distribuição Rio

In data 13 marzo 2018 ANEEL ha omologato il risultato provvisorio della quarta revisione tariffaria periodica di Enel Distribuição Rio, a partire dal 15 marzo 2018, a seguito delle valutazioni e delle evidenze portate nell'Udienza Pubblica n. 078/2017.

Il risultato comporta un effetto incrementativo medio percepito dai clienti del 21,04%, dato che è del 19,94% per i clienti di alta tensione e del 21,46% per i clienti di bassa tensione. Sono state fissate, inoltre, la componente T del Fattore X, pari allo 0,00%, e le perdite tecniche, pari al 9,1%.

Revisione tariffaria di Enel Distribuição Ceará SA

In data 17 aprile 2018 ANEEL ha omologato il risultato provvisorio della revisione tariffaria di Enel Distribuição Ceará, a partire dal 22 aprile 2018.

Il risultato comporta un effetto incrementativo medio percepito dai clienti del 4,96%, dato che è del 7,96% per i clienti di alta tensione e del 3,8% per i clienti di bassa tensione.

Revisione tariffaria di Enel Distribuição Goiás SA

In data 16 ottobre 2018 ANEEL ha omologato il risultato provvisorio della revisione tariffaria di Enel Distribuição Goiás, a partire dal 22 ottobre 2018.

Il risultato comporta un effetto incrementativo medio percepito dai clienti del 18,54%, dato che è del 26,52% per i clienti di alta tensione e del 15,31% per i clienti di bassa tensione.

Revisione tariffaria di Enel Distribuição São Paulo (ex Eletropaulo)

In data 4 luglio 2018 ANEEL ha omologato il risultato provvisorio della revisione tariffaria di Enel Distribuição São Paulo, a partire dal 22 ottobre 2018.

Il risultato comporta un effetto incrementativo medio del 16,4%, composto da una revisione economica del 10,5% e da una revisione finanziaria del 5,9%.

L'effetto medio percepito dai clienti è del 15,8%, dato che è del 17,7% per i clienti di alta tensione e del 15,1% per i clienti di bassa tensione.

Ricarica dei veicoli elettrici

Attraverso la risoluzione n. 819/2018 di ANEEL si è stabilita la regolamentazione delle attività inerenti alla ricarica dei veicoli elettrici.

Le società di distribuzione possono autonomamente installare stazioni di ricarica pubbliche nelle proprie aree di concessione, da destinare alla ricarica di veicoli elettrici e dovendo classificarle nelle classi tariffarie più appropriate (Tariffe Gruppo per consumatori di alta e media tensione o Tariffe Gruppo B3 per i consumatori di bassa tensione).

Nel caso la gestione delle stazioni di ricarica produca ricavi,

questi possono derivare dall'applicazione di prezzi liberamente negoziati in applicazione della regolamentazione e delle condizioni precisate nella prestazione delle attività accessorie previste dalla risoluzione 581/2013.

L'installazione di stazioni di ricarica private da parte dei clienti dovrà essere comunicata previamente alla società di distribuzione nel caso si debba procedere con la realizzazione di attività che modifichino l'utenza.

Le apparecchiature di ricarica pubblica debbono essere compatibili con protocolli accessibili a tutti, per la comunicazione, la supervisione e il controllo remoto.

Le apparecchiature di ricarica di veicoli elettrici dovranno osservare norme e standard stabiliti dalle società di distribuzione, come del resto quelli stabiliti dagli organi ufficiali competenti, inclusa la regolamentazione ANEEL.

È fatto divieto ai veicoli elettrici di immettere nella rete energia elettrica e di conseguenza partecipare al sistema di retribuzione dell'energia elettrica (risoluzione n. 482).

Udienza Pubblica n. 60/2018

ANEEL ha deciso l'apertura di una Udienza Pubblica al fine di raccogliere contributi e informazioni addizionali per il perfezionamento della regolamentazione del controllo del processo di misurazione, estrazione dei dati e loro trattamento, relativo ai contatori di bassa tensione. La data ultima per acquisire contributi e informazioni è stata il 18 febbraio 2019.

Udienza Pubblica n. 46/2018

Nel periodo dal 4 ottobre al 3 dicembre 2018 è stata avviata l'Udienza Pubblica n. 46/2018 con l'obiettivo di raccogliere contributi e informazioni addizionali per il perfezionamento e la revisione della regolamentazione della continuità delle forniture di energia elettrica e per incentivare il miglioramento della qualità del servizio affrontando i seguenti punti:

- formulazione degli indennizzi da riconoscere ai clienti per l'interruzione del servizio;
- revisione tariffaria;
- strutturazione degli indicatori di continuità del servizio.

La seconda fase di tale Udienza Pubblica si svilupperà nel corso del primo semestre 2019.

Decreto n. 9642, del 27 dicembre 2018

ANEEL ha vietato l'applicazione di sconti tariffari cumulati, facendo prevalere lo sconto più vantaggioso per il cliente.

Rinnovabili

ANEEL effettua aste distinte per tecnologia prendendo in considerazione il piano di sviluppo e degli investimenti stabilito dalla Energy Research Company ("EPE"), l'ente responsabile della pianificazione, al fine di raggiungere le soglie-obiettivo di capacità relative agli impianti di energia rinnovabile non convenzionale.

Cile

Distribuzione di energia elettrica

Piano normativo CNE 2018

Con la risoluzione esente n. 20, datata 12 gennaio 2018, in conformità con le disposizioni dell'art. 72-19 della legge sui servizi elettrici generali, il regolatore CNE ha pubblicato il suo piano di lavoro annuale per la preparazione e lo sviluppo dei regolamenti tecnici corrispondenti al 2018. Il documento definisce le linee guida generali e le priorità programmatiche del Piano di lavoro normativo della CNE 2018 e le procedure normative in sospenso del Piano 2017, che continuerà a essere sviluppato nel 2018.

Piano normativo CNE 2019

Con la risoluzione esente n. 790, datata 10 dicembre 2018, in conformità con le disposizioni dell'art. 72-19 della legge sui servizi elettrici generali, la CNE ha pubblicato il suo piano di lavoro annuale per la preparazione e lo sviluppo dei corrispondenti regolamenti tecnici al 2019. Il documento definisce le linee guida generali e le priorità programmatiche del Piano di lavoro normativo 2019 della CNE e le procedure normative in sospenso del Piano 2018, la cui elaborazione continuerà nello sviluppo durante l'anno 2019.

Regolamenti pubblicati nel 2018

Nell'ambito del settore elettrico, in Cile sono stati pubblicati i seguenti regolamenti nel corso del 2018:

- regolamento del gruppo di esperti: il 5 gennaio 2018 il Ministero dell'Energia ha pubblicato un nuovo regolamento per il gruppo di esperti nella Gazzetta Ufficiale.





Lo scopo del regolamento è stabilire disposizioni per l'operatività, il finanziamento e i poteri del gruppo di esperti, nonché le procedure necessarie per il corretto svolgimento delle sue funzioni;

- regolamento del coordinatore elettrico: il 3 aprile 2018 il Ministero dell'Energia ha approvato il Regolamento del Coordinatore Indipendente del Sistema Elettrico Nazionale. Lo scopo di tale regolamento è stabilire le disposizioni per l'organizzazione, la composizione e il funzionamento del coordinatore indipendente del sistema elettrico nazionale, nonché le procedure necessarie per il corretto svolgimento delle sue funzioni;
- regolamento di sicurezza di servizi complementari, stoccaggio e distribuzione di energia elettrica: il 12 giugno 2018 il Ministero dell'Energia ha approvato le norme di sicurezza destinate agli impianti elettrici per la produzione, il trasporto, la fornitura di servizi complementari, i sistemi di stoccaggio e la distribuzione di energia elettrica.

Piano di sviluppo della rete di trasmissione di energia elettrica - 2018

Nell'ambito del processo di pianificazione della trasmissione annuale per il 2018, la CNE ha invitato tutte le parti interessate a partecipare alla fase di presentazione delle proposte per i progetti di sviluppo della trasmissione fino al 30 aprile 2018, conformemente alle disposizioni dell'art. 91 della legge sull'elettricità. L'invito afferma che le proposte possono essere presentate entro e non oltre il 30 aprile 2018. A seguito delle fasi del processo, il 14 novembre 2018 la CNE ha pubblicato un rapporto tecnico preliminare che contiene il piano di sviluppo annuale della trasmissione corrispondente all'anno 2018.

Pianificazione energetica 2018-2022

Con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale datata 10 aprile 2018, il Ministero dell'Energia ha approvato la pianificazione energetica a lungo termine per il periodo 2018-2020. Ciò corrisponde al primo processo di pianificazione energetica effettuato in conformità alle disposizioni introdotte dalla legge n. 20936. Tale pianificazione, che non è vincolante, deve essere aggiornata ogni cinque anni, in conformità con l'art. 83 della legge sull'elettricità.

Legge n. 21076/2018 - Obblighi relativi alla rimozione e alla sostituzione dei contatori

Il 27 febbraio 2018 la legge n. 21076 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale, modificando la legge sull'elettricità per imporre alla società di distribuzione l'obbligo di pagare per la rimozione e la sostituzione dei contatori nel caso in cui gli strumenti diventassero inutilizzabili per cause di forza maggiore. L'unico articolo di questa legge indica che il contatore fa parte della rete di distribuzione e che la proprietà sarà modificata nella misura in cui i contatori saranno cambiati in base ai requisiti della rete elettrica.

Determinazione delle tariffe della trasmissione per il periodo 2020-2023

Nell'ambito del processo di definizione delle tariffe della trasmissione per il periodo 2020-2023 sono tuttora in corso i processi di qualificazione dei servizi di trasmissione, la determinazione della vita utile degli impianti di trasmissione e la definizione dei dati di base tecnici e amministrativi utili per le analisi di valorizzazione degli impianti di trasmissione.

In questo contesto, ai fini del processo di qualificazione dei servizi di trasmissione per il periodo 2020-2023, il regolatore CNE con risoluzione esente n. 771 (29 dicembre 2017) ha pubblicato il rapporto tecnico preliminare dove si identificano gli impianti di trasmissione distinti per segmento (nazionale, zonale e dedicato). Le parti interessate (debitamente registrate nel registro di partecipazione dei cittadini) hanno formulato osservazioni su questo rapporto durante i primi giorni di gennaio 2018. Successivamente, la CNE ha emesso la relazione tecnica finale tramite la risoluzione esente n. 123 del 13 febbraio 2018. A seguito delle fasi stabilite dai regolamenti, le parti interessate presenteranno i loro disaccordi dinanzi al gruppo di esperti in un'audizione pubblica.

All'interno di questo processo, nel quadro dell'analisi e dello studio delle discrepanze presentate, il gruppo di esperti ha richiesto ulteriori informazioni alla CNE. Come risultato di questa richiesta, la CNE ha rilevato incongruenze nell'applicazione della metodologia per la qualificazione delle strutture, per cui ha avviato una procedura amministrativa di invalidazione di tale processo. In questo contesto, il 4 settembre 2018, la CNE ha pubblicato la risoluzione n. 613, con la quale ha invalidato le fasi già svolte nel processo di riferimento, rigettando la relazione tecnica preliminare pubblicata. Pertanto, il 5 ottobre 2018, la CNE ha pubblicato

una nuova relazione tecnica preliminare mediante la risoluzione n. 673, che ha recepito le osservazioni delle parti interessate registrate nel processo. Successivamente, il 21 novembre 2018, la CNE, attraverso la risoluzione n. 761, ha emesso la relazione tecnica finale sulla qualificazione delle strutture dei sistemi di trasmissione per il periodo 2020-2023. Seguendo le fasi del processo, le parti interessate hanno presentato le loro osservazioni al gruppo di esperti. Per gli effetti afferenti al processo di determinazione della vita utile delle installazioni di trasmissione, la CNE, attraverso la risoluzione n. 212 del 15 marzo 2018, ha emesso una relazione preliminare. Le parti interessate (debitamente registrate nel registro di partecipazione dei cittadini) hanno inviato le osservazioni pertinenti e hanno partecipato al processo di analisi dei gap riscontrati con il gruppo di esperti. Il 5 giugno 2018 la CNE ha approvato la relazione tecnica definitiva che ha determinato le vite utili, attraverso la risoluzione n. 412. Infine, allo scopo di definire i dati di base tecnici e amministrativi per le analisi di valorizzazione degli impianti di trasmissione, la CNE ha pubblicato i dati tecnici e amministrativi preliminari tramite la risoluzione n. 769 (29 dicembre 2017). Questo documento, più in generale, stabilisce il processo di definizione delle tariffe della trasmissione e le regole da applicare, distinguendo due ambiti: quello nazionale e quello relativo agli impianti zonal e strutture dedicate. Secondo i passi previsti dalla legge, coloro che erano interessati (regolarmente registrati nel registro di partecipazione dei cittadini) hanno contribuito con richieste e osservazioni alla stesura di questo documento durante i primi giorni di gennaio 2018. Successivamente, la CNE ha rilasciato la relazione tecnica finale con delibera n. 124 del 13 febbraio 2018. A seguito delle fasi stabilite dai regolamenti, le parti interessate hanno presentato le loro ulteriori osservazioni al gruppo di esperti attraverso un'audizione pubblica. La formalizzazione dei dati di base definitivi è subordinata al completamento del processo di qualificazione degli impianti sopra indicato.

Perù

Novità regolatorie del 2018

Attraverso il decreto supremo n. 005-2018-EM, si apportano modifiche al decreto supremo n. 026-2016-EM al fine di chiarire gli aspetti legati a partecipazione, garanzia, violazione o esclusione dei partecipanti al Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

Con il decreto supremo n. 017-2018-EM si stabilisce il meccanismo di razionamento in situazioni di emergenza di approvvigionamento di gas naturale, emergenza intesa come carenza

totale o parziale del gas naturale nel mercato interno e se dichiarata ufficialmente dal Ministero dell'Energia e delle Miniere.

Con il decreto supremo n. 022-2018-EM (modificato dal decreto supremo n. 026-2018-EM) si modifica il regolamento di gara per la fornitura di energia elettrica, approvato con il decreto supremo n. 052-2007-EM, al fine di stabilire disposizioni sulla procedura di valutazione delle proposte di modifica dei contratti risultanti dalle offerte effettuate nelle aste pubbliche.

Mercato di clienti non regolamentati: revisioni tariffarie

In Perù il processo di determinazione della tariffa di distribuzione ha luogo ogni quattro anni e si chiama *Valor Agregado de Distribución* (VAD). Eccezionalmente, l'ultimo processo è durato cinque anni, poiché è stato necessario un anno per attuare le ultime riforme approvate nel 2015 dal decreto legislativo 1221.

Nel corso del 2018 è stato completato il processo di determinazione del VAD per Enel Distribución Peru per il periodo 2018-2022. Al termine di questo processo tariffario, in generale, sono state mantenute le entrate annuali ricevute dalla società prima dell'inizio del processo, cioè nel periodo tariffario 2013-2017.

Colombia

Novità regolatorie del 2018

In febbraio è stata emessa la risoluzione CREG 030 del 2018 che ha definito un procedimento semplificato di autorizzazione degli autoproduttori di piccola taglia (fino a 1 MW), degli autoproduttori di grande taglia (fino a 5 MW) e di generatori distribuiti (0,1 MW) che impiegano fonti di energia rinnovabile non convenzionale (FNCER).

Nel mese di marzo è stato pubblicato il decreto del Ministero delle Miniere e dell'Energia n. 0570 del 2018, con il quale si dettano le linee guida di politica pubblica per l'assunzione di energia a lungo termine. Gli obiettivi del decreto sono: rafforzare la resilienza della generazione elettrica attraverso la diversificazione del rischio, promuovere la concorrenza e l'efficienza nella formazione dei prezzi attraverso progetti nuovi e già esistenti, mitigare gli effetti della variabilità del clima e del cambiamento climatico attraverso l'utilizzo di risorse rinnovabili, rafforzare la sicurezza ener-





getica nazionale e ridurre le emissioni di gas serra secondo gli impegni COP21.

Dando continuità a questo decreto, il Ministero delle Miniere e dell'Energia ha emesso le risoluzioni 40791 e 40795 dell'agosto 2018, finalizzando il ciclo normativo di politiche pubbliche che permetterà di rafforzare, integrare e diversificare la matrice energetica del Paese raggiungendo un risultato storico come quello del lancio della prima asta di energia elettrica a lungo termine in Colombia.

Attraverso le risoluzioni 41307 e 41314 del 2018, il Ministero delle Miniere e dell'Energia ha lanciato ufficialmente la prima asta di energia elettrica di lungo periodo, che si finalizzerà nei primi mesi del 2019 e cerca di diversificare, integrare e potenziare la competitività della matrice energetica, rendendola più resistente alla variabilità del clima e contribuendo alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica, nonché di garantire la sicurezza energetica.

Mercato di clienti non regolamentati: revisioni tariffarie

Nel febbraio 2018 la Commissione di Vigilanza ha emesso la risoluzione CREG 015 del 2018 che decide in via definitiva la metodologia della remunerazione di distribuzione per il nuovo periodo tariffario. Nella risoluzione sono determinati i compensi dell'attivo esistente, in base alla presentazione di piani di investimento, vengono definiti la remunerazione delle spese di gestione e di manutenzione e gli obiettivi della riduzione delle perdite e della qualità del servizio.

A seguito dei commenti inviati dalle aziende distributrici è stata emessa nel luglio 2018 la risoluzione CREG 085 del 2018 con la quale si chiariscono e correggono alcune disposizioni della risoluzione CREG 015. Ci si attende che per l'anno 2019 si approvino le nuove tariffe della distribuzione secondo la nuova metodologia.

Nel mese di settembre 2018 la Commissione di Vigilanza ha pubblicato la risoluzione CREG 114 del 2018, che determina i principi e le condizioni generali da soddisfare affinché i costi dei distributori vengano inseriti nelle componenti tariffarie che dovranno pagare gli utenti del mercato regolato.

Nord e Centro America

Stati Uniti d'America

A livello federale

A giugno 2018 è trapelato fino ai media un memorandum del Dipartimento per l'energia che descrive gli interventi federali nei mercati dell'elettricità degli Stati Uniti. Il memorandum cerca di giustificare azioni federali non specifiche per garantire uno status finanziario stabile per il carbone e le centrali nucleari per un periodo di due anni con lo scopo di impedire la chiusura di impianti che, secondo gli autori del memorandum, potrebbero essere necessari ai fini della sicurezza nazionale. Se tali azioni fossero portate a termine, le chiusure ritardate degli impianti a carbone e delle centrali nucleari potrebbero ridurre il mercato dei nuovi progetti di energia rinnovabile in alcune aree.

Nell'agosto 2018 l'Amministrazione Trump ha promulgato l'Affordable Clean Energy (ACE) Rule per sostituire il Clean Power Plan (CPP) dell'era di Obama, un programma completo per regolare le emissioni di gas serra del settore energetico. Piuttosto che basare i requisiti di riduzione delle emissioni a livello di settore energetico, comprese le nuove energie rinnovabili, l'ACE richiederebbe solo miglioramenti dell'efficienza delle singole centrali.

A livello statale

Nel settembre 2018 il governatore della California Brown ha firmato una legge che aumenterà il Renewable Portfolio Standard (RPS) dello Stato allo scopo di richiedere servizi per soddisfare con risorse rinnovabili il 60% di tutta l'elettricità prodotta entro il 2030 e con risorse senza emissioni di carbonio il 100% di tutta l'elettricità prodotta entro il 2045.

Messico

Rinnovabili

Il Segretario dell'Energia ha reso pubblici i requisiti per i certificati di *Energia 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 primo trimestre 2018 è stato pubblicato l'ultimo manuale del Mercado Eléctrico Mayorista (mercato all'ingrosso) ed è stato effettuato il passaggio di funzioni dalla Segreteria dell'Energia alla CRE. Tra i manuali pubblicati più rilevanti si segnala quello sulla Interconnessione e Connessione delle Centrali Elettriche e dei Centri di Ricarica, che determina una nuova metodologia per il calcolo delle garanzie finanziarie in relazione ai diversi criteri di interconnessione applicabili dal 2015. I nuovi progetti in fase di sviluppo si dovranno attenere a quanto previsto dal nuovo manuale.

Nel corso del secondo trimestre 2018 è stato avviato il Comitato Consultivo delle Regole di Mercato.

Il Gruppo Enel partecipa a tre dei quattro comitati costituiti:

- Mercato all'ingrosso;
- Operazioni di Mercato;
- Contratti Legacy;
- Sviluppo della Rete.

Sono stati formati diversi gruppi di lavoro per rivedere e migliorare, attraverso la formulazione di proposte, le regole di mercato.

Nello stesso periodo è stato pubblicato il Programma di Sviluppo del Sistema Elettrico Nazionale (PRODESEN) per gli anni che vanno dal 2018 al 2034.

Nel quarto trimestre 2018, a seguito della riforma della legge organica della Pubblica Amministrazione, è stato stabilito che la Segreteria dell'Energia coordinerà con la CRE la determinazione delle tariffe regolate riferite ai servizi stabiliti dalla legge dell'industria elettrica.

In precedenza tale determinazione era affidata in via esclusiva alla CRE. Tra le tariffe regolate si segnalano le seguenti: trasmissione, distribuzione, operazioni sul SSB, operazioni sul CENACE, servizi di connessione regolati, costi dell'energia e costi associati (per esempio la remunerazione della capacità, CEL).

Panama

Rinnovabili

Enel inizia un periodo di due anni come rappresentante delle società idroelettriche da 20 MW nel Comitato Opera-

tivo. La funzione principale di questo comitato è quella di affrontare le questioni relative alle operazioni del Sistema Integrato Nazionale ed esso è composto dai rappresentanti di ciascun soggetto operante nel settore elettrico. Enel partecipa attivamente al comitato inviando proposte di modifica di prassi commerciali, regolamenti operativi e modalità di pianificazione delle operazioni di sistema.

Nel corso del primo trimestre 2018 è stato ridefinito il requisito della curva di avversione al rischio (stoccaggio di energia nel bacino di Fortuna), consentendo un più efficiente utilizzo dell'acqua del lago.

Nel contempo sono stati ridefiniti anche i requisiti minimi relativi ai contatori, da adottare per i grandi clienti. Per contrattare la fornitura di energia con una società di generazione il grande cliente potrà scegliere di utilizzare il contatore della società di distribuzione ed evitare di sostenere costi per l'acquisto di un misuratore SMEC. Ciò dovrebbe accelerare il processo di acquisizione dello status di grande cliente e migliorare la competitività tra società di generazione.

Nel secondo trimestre 2018 il Governo ha presentato una proposta di legge per modificare il testo della legge n. 6 che si occupa del settore dell'elettricità. Tra le modifiche proposte vi è la creazione di una nuova figura operante nel mercato elettrico per semplificare la gestione dell'Impresa Elettrica di Trasmissione, un soggetto addetto alla vendita e misurazione dell'energia elettrica. Enel e altri agenti di mercato partecipano attivamente alle consultazioni e al momento la discussione di tali modifiche è stata posticipata.

Nel quarto trimestre 2018 il regolatore ha approvato un nuovo regime tariffario per l'energia elettrica.

Guatemala

Rinnovabili

Nel terzo trimestre 2018 è stato fissato il regime tariffario quinquennale del distributore Empresa Eléctrica de Guatemala.

Nel quarto trimestre 2018 sono state approvate nuove norme per il coordinamento del dispacciamento dell'energia, il sistema di misurazione commerciale e l'importazione dell'energia elettrica (NCC-10 e 14).





Mercato Elettrico Regionale del Centroamerica (MER)

Nel primo trimestre 2018 si è tenuta la seconda riunione plenaria tra le istituzioni del MER (Mercado Eléctrico Regional), in occasione della quale le massime autorità del MER hanno analizzato la governance di tale mercato.

Il Consiglio di Amministrazione del MER ha iniziato nel 2018 uno studio per l'integrazione del Messico nel mercato.

A partire dal 31 dicembre 2018 non è più in vigore il *Procedimiento de detalle Complementario* (PDC) e a partire dal 1° gennaio 2019 è stato sostituito dal Regolamento del MER (RMER).

Africa, Asia e Oceania

Sudafrica

La Repubblica Sudafricana, sulla base della strategia energetica di lungo termine definita nell'Integrated Resource Plan (IRP) 2010-2030, 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 fotovoltaica, eolica, biomassa, biogas e da gas da discarica). I primi quattro Round di aste 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, e che verrà probabilmente cancellato.

Nell'agosto 2018 è stato pubblicato per consultazione l'Integrated Resource Plan (IRP) 2018, il piano di lungo termine relativo alla strategia di sviluppo del settore elettrico nel Paese fino al 2030. Nel nuovo draft i target di capacità per lo sviluppo eolico e solare fotovoltaico sono stati aumentati rispetto alla precedente versione dell'IRP, passando a 19,4 GW, quasi interamente costituiti da eolico (11,4 GW) e fotovoltaico (8 GW). Tale capacità è cumulativa, includendo quella già online o impegnata nell'ambito del REIPPPP. Il nuovo IRP include anche un'allocatione di

capacità specifica (200 MW l'anno) per la generazione distribuita (1-10 MW).

Il processo di consultazione pubblica si è concluso a dicembre 2018. Data l'importanza della politica energetica per il Paese, le tempistiche per la promulgazione finale dell'IRP (con possibili modifiche) saranno fortemente dipendenti dalle elezioni nazionali che si svolgeranno a maggio 2019. È possibile che nel 2019 – a seguito della promulgazione dell'IRP – venga lanciata una nuova asta, il Round 5 del REIPPPP, come originariamente previsto.

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: il prezzo offerto (peso 70%) e il 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 "PPA - Power Purchase Agreement" della durata di 20 anni con l'utility nazionale Eskom. I pagamenti di Eskom sono garantiti dal Governo.

India

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

Il Ministero delle Energie Rinnovabili (MNRE) definisce 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.

Nel 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 da 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 del 2015, impegnandosi a ridurre le emissioni di CO₂ 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 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 - RECs. L'RPO è stata fissata a livello nazionale in misura progressivamente crescente, fino a raggiungere il 21% delle vendite dei distributori al 2022. Gli Stati devono quanto più possibile aderire all'RPO nazionale al fine di raggiungere il target nazionale di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

L'energia rinnovabile deve essere acquistata attraverso aste competitive, in vigore sin dal 2010 per il solare e dal 2017 per l'eolico e gestite principalmente da SECI (Solar Energy Corporation India).

In generale, 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 venderà l'energia attraverso PSA (Power Sales Agreement) alle società distributrici statali (Discom). Le aste vengono svolte con notevole frequenza in India, anche se nel 2018 alcune di esse sono state cancellate per mancato raggiungimento della capacità offerta, a causa dei limiti di tariffa troppo stringenti imposti ai partecipanti. Nel 2018 sono state anche lanciate aste per impianti fotovoltaici "floating", per eolico offshore e per impianti ibridi eolico/fotovoltaico.

I PPA possono essere firmati anche con clienti privati.

Nel 2018 è stato stabilito che gli impianti solari ed eolici che entreranno in esercizio entro il 31 marzo 2022 saranno esentati dalle "transmission charges and losses" interstatali per 25 anni.

L'Electricity Act è attualmente in revisione. Tra le proposte avanzate dal Ministero dell'Energia ci sono la riduzione degli oneri per il wheeling, l'obbligatorietà per gli Stati di adeguarsi all'RPO nazionale, l'esenzione per gli impianti a fonti rinnovabili dall'obbligo di ottenere una licenza di generazione e l'unbundling della distribuzione.

Anche la regolamentazione per i servizi ancillari è in corso di revisione, con la proposta di introdurre aste per l'acquisto di tali servizi.

Marocco

Il Marocco è una monarchia costituzionale, con relativa stabilità politica e costante crescita economica.

Il settore dell'elettricità marocchino è caratterizzato da un alto grado di dipendenza energetica. Oltre il 90% dell'approvvigionamento energetico deriva dall'importazione di carbone, gas e petrolio. Tuttavia, negli ultimi anni, il Marocco ha approvato una serie di normative che mirano contemporaneamente a diminuire la dipendenza dai mercati esteri e ad aumentare il ruolo delle rinnovabili.

Nel 2009 il Governo ha adottato la nuova Strategia Energetica Nazionale (NES), impostando gli obiettivi di politica energetica nazionale fino al 2030. Lo sviluppo delle energie rinnovabili rappresenta una componente fondamentale di questa politica con l'obiettivo di raggiungere il 42% della capacità totale installata entro il 2020 e il 52% entro il 2030. Al fine di raggiungere questi ambiziosi traguardi, il Governo marocchino ha adottato nel 2010 la legge n. 13-09 che in linea di principio permette ai produttori privati di energie rinnovabili (Independent Power Producers - IPPs) di generare ed esportare energia.

Il quadro regolatorio si è ulteriormente perfezionato nel 2015 con la legge n. 58-15 che ha introdotto uno schema di net metering per gli impianti solari fotovoltaici ed eolici connessi in alta tensione (successivamente esteso anche a media e bassa tensione) che ha dato agli operatori privati la possibilità di rivendere alla rete l'eccesso di energia, ma in misura non superiore al 20% della loro produzione annuale. Tale possibilità, tuttavia, avrebbe dovuto essere oggetto di una legislazione attuativa *ad hoc*, attualmente non ancora emanata.

Il nuovo quadro regolatorio ha delineato un modello di mercato "ibrido", dove accanto a un mercato regolato in cui operano il Single Buyer (Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable - ONEE) e i distributori, esiste un mercato libero in cui operano gli IPPs che possono negoziare contratti per la vendita di energia con ONEE oppure direttamente con i clienti finali (per mancanza di normativa attuativa, questa possibilità è però al momento praticata solo per i clienti finali connessi in alta tensione).

Il compito di vigilare sull'attuazione e sul corretto funzionamento del mercato è stato attribuito, tramite la legge n. 48-15 del 2016, all'Autorità di Regolamentazione dell'Energia (ANRE - Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité). Tale Autorità, pur avendo visto ad agosto 2018 la nomina del Presidente, non è allo stato attuale ancora operativa.

Per quanto riguarda lo schema di approvvigionamento, lo strumento utilizzato per la promozione delle rinnovabili è stato quello delle aste. Nel 2009 e nel 2010 sono stati lanciati due programmi: il Marocco Solar Programme e l'Integrated Wind Energy Programme, con l'obiettivo di





sviluppare 2 GW di capacità solare e 2 GW di eolica, gestiti rispettivamente dall'Agenzia marocchina per lo sviluppo solare (MASEN) e da ONEE. Per entrambi i programmi venivano offerti contratti di vendita dell'energia con il MASEN/ONEE della durata di 25 anni per il solare e di 20 per l'eolico.

È in corso l'attesa riforma della legge sulle rinnovabili, per cui si è svolta una serie di consultazioni con i principali stakeholder durante l'anno. La riforma dovrebbe migliorare il quadro regolatorio per l'accesso degli IPPs alla media tensione e per la vendita in rete dell'energia prodotta in eccesso rispetto ai fabbisogni dei clienti finali. La finalizzazione è prevista nel 2019.

Nel settembre 2018 il re Mohammed VI ha chiesto di rivedere in aumento gli obiettivi della presenza di energie rinnovabili nel mix energetico, superando quello attuale del 52% entro il 2030.

Australia

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; e il CER (Clean Energy Regulator), incaricato della gestione dei certificati verdi. Ogni Stato ha poi i propri organismi regolatori.

Il sistema elettrico è suddiviso in due mercati: 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 i 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 rag-

giunti 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 20% – 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 dei 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), da raggiungere anche tramite un programma di aste lanciato nel 2017;

→ Queensland: 50% entro il 2030;

→ South Australia: 50% entro il 2025.

Il quadro regolatorio australiano è in rapida evoluzione, con l'obiettivo primario di mantenere la sicurezza del sistema elettrico in un Paese che vede la progressiva obsolescenza del parco di generazione a carbone, man mano rimpiazzato da impianti a gas e a fonti rinnovabili.

A fine 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 NEG era quasi finalizzata quando, nell'agosto 2018, un repentino cambio di Governo ne ha causato il congelamento. La parte relativa all'Emissions Guarantee è stata rigettata, mentre quella sulla Reliability Guarantee

sta lentamente procedendo, con modalità ancora da definire. Il Governo a fine 2018 ha lanciato un nuovo programma chiamato Underwriting New Generation Investment (UNGI), che sembrerebbe favorire la generazione da fonti fossili tradizionali dal momento che contempla agevola-

zioni per nuova generazione non intermittente oppure per il prolungamento della vita di asset esistenti.

Nel 2019 ci saranno le elezioni federali, dal cui risultato sarà fortemente influenzata la futura politica energetica del Paese.



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 e ambientali, rischi strategici derivanti dall'evoluzione del contesto di mercato, nonché rischi legati alla sostenibilità e al cambiamento climatico. 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 20 novembre 2018 il Gruppo Enel ha presentato alla comunità finanziaria il Piano Strategico relativo al periodo 2019-2021, 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 2019-2021", 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 i Paesi/Regioni 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 2019-2021, elaborato sulla base delle suddette assunzioni include le seguenti stime e dati previsionali, con riferimento agli anni 2019, 2020, 2021 e crescita medie 2019-2021. 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, da un punto vista competitivo, tecnologico e 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 CO₂

L'emissione di anidride carbonica (CO₂), oltre a rappresentare uno dei fattori che può influenzare sensibilmente la gestione del Gruppo, rappresenta una delle maggiori sfide che il Gruppo stesso, a tutela dell'ambiente, sta affrontando.

La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica (CO₂) impone oneri per il settore elettrico. Al fine di ridurre i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO₂, il Gruppo svolge un'attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il mix produttivo a favore di tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e al nucleare, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l'efficienza energetica.

Ulteriori informazioni su questa categoria di rischi sono disponibili nella sezione "Sostenibilità e lotta al cambiamento climatico".

Rischi di natura finanziaria

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di natura finanziaria che, se non opportunamente mi-

tigati, 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 Regioni, Paesi e Linee di Business Globali, 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 Regioni, Paesi e Linee di Business Globali, 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 44 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 sistematica delle esposizioni alle quali sono soggette le società del Gruppo, a eccezione del rischio traslativo.

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 esempio 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 esempio 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 2018 la valutazione del profilo di rischio di Enel attribuita dalle agenzie di rating non ha subito variazioni. 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. Si ricorda inoltre che nel febbraio 2019 Fitch ha rivisto in positivo il rating assegnato a Enel portandolo da "BBB+" ad A-.

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 circa 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.

Nel 2018 l'economia mondiale è cresciuta di circa il 3%, in linea con i ritmi del 2017. Gli Stati Uniti e la Cina guidano l'espansione mondiale, mentre l'Eurozona registra tassi di crescita più contenuti. Tuttavia, si intravedono i primi segnali di rallentamento e permangono i rischi di natura politica ed economica. Tra i fattori economici sono da sottolineare le criticità legate alla sostenibilità dei bilanci fiscali governativi 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 misure protezionistiche come opzione per il rilancio delle economie nazionali. La normalizzazione delle politiche monetarie nei Paesi avanzati, soprattutto negli Stati Uniti, ha generato forti pressioni sui mercati emergenti (in particolare quelli strutturalmente più deboli); tra questi si evidenzia un aumento del rischio in Argentina (riscontrato anche nel rating del Paese nel modello su entrambe le dimensioni macroeconomica e socio-politica), legato al deterioramento delle condizioni economiche (e.g. l'economia è entrata in recessione nel 2018) e all'incertezza del contesto politico interno. Il Governo, nel tentativo di assicurare i mercati e di coprire i propri bisogni finanziari, ha raggiunto un accordo con il Fondo Monetario Internazionale (FMI) per un piano di aiuti di oltre 55 miliardi di dollari statunitensi vincolato all'azzeramento del deficit primario entro il 2019 e al conseguimento di un surplus primario dell'1% nel 2020 (espresso in termini di PIL). Il rischio principale è legato alla possibilità di proseguire il percorso di recupero alla luce delle elezioni politiche che si terranno nell'ottobre 2019.

In Europa continuano senza significativi progressi le trattative riguardanti la Brexit, con l'ulteriore rinvio da parte del Parlamento britannico dell'approvazione dell'accordo preliminare raggiunto tra il primo ministro, Theresa May, e l'Unione Europea. Tra le economie europee di interesse per il Gruppo, l'Italia ha registrato un aumento del rischio, recepito nelle proiezioni del modello. Infatti, l'incertezza riguardo la politica fiscale del Governo, le tensioni con l'Unione Eu-





ropea riguardo agli obiettivi di bilancio e all'incertezza dello scenario politico interno hanno contribuito, insieme a fattori congiunturali, al progressivo rallentamento dell'economia che potrebbe entrare in recessione tecnica nella seconda metà del 2019.

Rischi legati al cambiamento climatico

Rischi fisici legati al cambiamento climatico

I rischi fisici derivanti dal cambiamento climatico possono essere legati a singoli eventi o a variazioni di lungo termine nei modelli climatici. Eventi meteorologici estremi e disastri naturali espongono il Gruppo al rischio di danni ad asset e infrastrutture, con la conseguente possibilità di prolungata indisponibilità degli asset coinvolti. Inoltre, il Gruppo è esposto al rischio di impatti sul funzionamento degli asset, correlati a cambiamenti climatici gradualmente (per esempio temperatura dell'aria e dell'acqua, piovosità, ventosità). Enel è presente nell'intera catena del valore dell'elettricità (generazione, distribuzione e vendita) e ha un portafoglio di attività diversificato, sia in termini di tecnologie di generazione sia in termini di aree geografiche e mercati in cui opera, mitigando i rischi connessi ai cambiamenti nei modelli climatici e le relative implicazioni finanziarie complessive. Inoltre, 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 meteorologici 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. Ulteriori informazioni sui dettagli di questa categoria di rischi sono disponibili nella sezione "Sostenibilità e lotta al cambiamento climatico".

Rischi di transizione legati al cambiamento climatico

La transizione verso un modello energetico low carbon può implicare rischi legati a modifiche normative/regolatorie, politiche, legali, tecnologiche e di mercato associate alla lotta al cambiamento climatico, con un effetto sul breve, medio e lungo termine. In questo senso, questioni come i crescenti obblighi di reporting sulle emissioni e altri requisiti legali, l'uso di fonti energetiche a basse emissioni e la ridotta esposizione ai combustibili fossili, l'incertezza nei segnali di mercato con potenziali variazioni impreviste dei prezzi dell'energia, l'aumento dei prezzi delle materie prime o il crescente interesse degli stakeholder sul clima, sono i fattori di rischio legati al cambiamento climatico cui Enel può essere esposta e che possono potenzialmente influenzare la performance finanziaria dell'azienda.

Il Gruppo si impegna 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 low carbon, in linea con gli obiettivi del COP21.

Inoltre, al fine di mitigare i rischi derivanti dagli aspetti legali e normativi legati ai cambiamenti climatici, il Gruppo intrattiene con le autorità e gli enti regolatori locali e internazionali rapporti caratterizzati da un approccio trasparente e collaborativo.

Ulteriori informazioni sui dettagli di questa categoria di rischi sono disponibili nella sezione "Sostenibilità e lotta al cambiamento climatico".

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 si applica sia al settore dell'Information Technology tra-

dizionale sia al settore industriale (Operational Technology), tenendo in considerazione anche il collegamento in rete di "oggetti" smart (Internet of Things). 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 Fra-

mework 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 2019-2021 del Gruppo, presentato nel novembre del 2018, si focalizza sulla centralità del modello di business integrato, in grado di cogliere le opportunità derivanti dalla transizione energetica. La crescita nelle energie rinnovabili, lo sviluppo e l'automazione della rete di distribuzione, le opportunità rappresentate dall'elettrificazione e l'attenzione al cliente rappresentano le linee guida della strategia del Gruppo. In particolare, il Piano Strategico 2019-2021 del Gruppo si focalizza sui temi di seguito elencati.

- **Crescita industriale:** si prevede che il Gruppo investa un totale di 27,5 miliardi di euro nell'arco di piano, con l'obiettivo di generare un incremento cumulato dell'EBITDA ordinario di 3,2 miliardi di euro, cui contribuirà tutta la gamma degli investimenti nelle tre categorie di Asset Development, Customers e Asset Management.
- **La decarbonizzazione,** in particolare, apre la strada alla creazione di valore, con le rinnovabili che dovrebbero generare un incremento cumulato dell'EBITDA di 1 miliardo di euro tra il 2019 e il 2021; la focalizzazione degli investimenti nei mercati in cui Enel ha una presenza integrata e nelle economie mature consentirà al Gruppo di aumentare la redditività e conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione. Nel 2021 si prevede che il 62% dell'energia generata dal Gruppo Enel sia a zero emissioni, rispetto al 48% stimato nel 2018.
- **Efficienza operativa:** confermato l'obiettivo di 1,2 miliardi di euro di benefici cumulati derivanti da efficienze previsti entro il 2021, principalmente per effetto della digitalizzazione.
- **Semplificazione:** Enel continuerà a incrementare la sua partecipazione nelle società controllate, proseguendone l'integrazione nel Gruppo e razionalizzando il portafoglio tramite la rotazione degli asset, con un'ottimizzazione ulteriore del ritorno complessivo e del profilo di rischio.
- **Capitale umano:** rilanciato fino al 2030 l'impegno per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile (SDG). Approccio "Shared Value" nei confronti di comunità e persone integrato nei processi di core business del Gruppo; introduzione di target aggiuntivi specifici per SDG 9 (Industria, Innovazione e Infrastrutture) e 11 (Città e comunità sostenibili).

→ **Miglioramento del rendimento del capitale investito a sostegno della crescita del dividendo:** si prevede che investimenti più orientati verso attività a maggiore rendimento, efficienze e attenzione all'ottimizzazione del portafoglio possano creare valore per un totale di 400 punti base su un WACC del 6,2% nel 2021, con un aumento di oltre una volta e mezzo rispetto al 2018.

→ **Remunerazione degli azionisti:** confermato un dividendo del 70% calcolato sull'utile netto ordinario del Gruppo dal 2019 in poi, con una crescita annuale ponderata (Compound Average Growth Rate, CAGR) del dividendo implicito per azione (Dividend Per Share, DPS) di circa +12%; per la prima volta esteso ai prossimi tre anni il DPS minimo, con un CAGR di circa +9%.

Nel 2019 sono previsti:

- **l'accelerazione degli investimenti come contributo alla crescita industriale nelle energie rinnovabili,** in particolare in Nord America, con investimenti globali in aumento di più del 35% rispetto al 2018 e la prosecuzione degli investimenti nelle reti, in particolare in Italia e Sud America;
- **progressi significativi nell'efficienza operativa,** supportati dalla digitalizzazione su tutti i nostri business, con un target di efficienze cumulate pari a 1,2 miliardi di euro al 2021;
- **una sempre maggiore attenzione al cliente su scala globale e l'accelerazione delle attività di Enel X nei business della mobilità elettrica e del demand response;**
- **ulteriori progressi nella semplificazione del Gruppo e gestione attiva del portafoglio,** col fine di ottimizzarne il profilo complessivo di rischio e rendimento.

La strategia del Gruppo Enel, inoltre, è volta ad assicurare una capacità di resilienza, mitigazione e adattamento rispetto all'evoluzione del contesto esterno, con particolare riferimento al cambiamento climatico, grazie a un modello di business e un posizionamento di leadership allineati con l'Accordo di Parigi (COP21). A tal riguardo, nella sezione "Sostenibilità e lotta al cambiamento climatico", è stata inserita una disamina dei principali rischi e opportunità legati al cambiamento climatico, delle azioni di mitigazione e adattamento messe in campo e degli obiettivi e metriche rilevanti.

I progressi raggiunti per ciascuno dei fattori abilitanti e dei principi fondamentali del Piano Strategico ci consentono di confermare gli obiettivi economico-finanziari per il 2019.

Inoltre, sulla base degli elementi chiave sopra esposti, qui di seguito si ricordano gli obiettivi economico-finanziari su cui si basa il Piano Strategico 2019-2021 del Gruppo.

Obiettivi finanziari

	2018	2019	2020	2021	CAGR (%) 2018-2021
EBITDA ordinario (€mld)	~16,2	~17,4	~18,5	~19,4	~+6%
Utile netto ordinario (€mld)	~4,1	~4,8	~5,4	~5,6	~+11%
Pay-out ratio	70%	70%	70%	70%	-
DPS implicito (€/azione)	0,28	0,33	0,37	0,39	~+12%
Dividendo minimo per azione (€)	0,28	0,32	0,34	0,36	~+9%



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 2018 – vale a dire al 21 marzo 2019 – 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 25 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 2017. Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Enel Distribuição Rio SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 2) Enel Distribuição Goiás SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 3) Codensa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas); 4) Enel Distribuição Ceará SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 5) Emgesa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas); 6) Empresa Distribuidora Sur - Edesur SA (società argentina del perimetro Enel Américas); 7) Enel Américas SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 8) Enel Brasil SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 9) Enel Chile SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 10) Enel Distribución Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 11) Enel Distribución Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas); 12) Enel Generación Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 13) Enel Generación Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas); 14) Enel Green Power Brasil Participações Ltda (società brasiliana del perimetro Enel Green Power); 15) Enel Green Power Chile Ltda (società cilena del perimetro Enel Green Power); 16) Enel Green Power del Sur SpA (società cilena del perimetro Enel Green Power); 17) Enel Green Power Latin America SA (società fusa per incor-

porazione in Enel Chile SA dal 2 aprile 2018); 18) Enel Green Power North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 19) Enel Green Power RSA (Pty) Ltd (società sudafricana del perimetro Enel Green Power); 20) Enel Kansas LLC (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 21) Enel Peru SAC (società peruviana del perimetro Enel Américas); 22) Enel Russia PJSC (società russa direttamente controllata da Enel SpA); 23) Enel X North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel X); 24) Gas Atacama Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 25) Geotérmica del Norte SA (società cilena del perimetro Enel Chile);

→ lo Stato patrimoniale e il Conto economico di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel reporting package utilizzato ai fini della redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2018, 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 2018 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 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale.

L'utilizzo di tale termine rispetto a quello ordinario di 120

giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, consentito dall'art. 2364, comma 2, del codice civile, è motivato dalla circostanza che la Società è tenuta alla redazione del Bilancio consolidato.

Informativa sugli strumenti finanziari

Con riferimento all'informativa sugli strumenti finanziari richiesta dall'art. 2428, comma 2, n. 6 *bis* del codice civile, si rinvia a quanto illustrato nelle note 31 "Strumenti finanziari",

32 "Risk management", 33 "Derivati ed 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 il 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 2018.

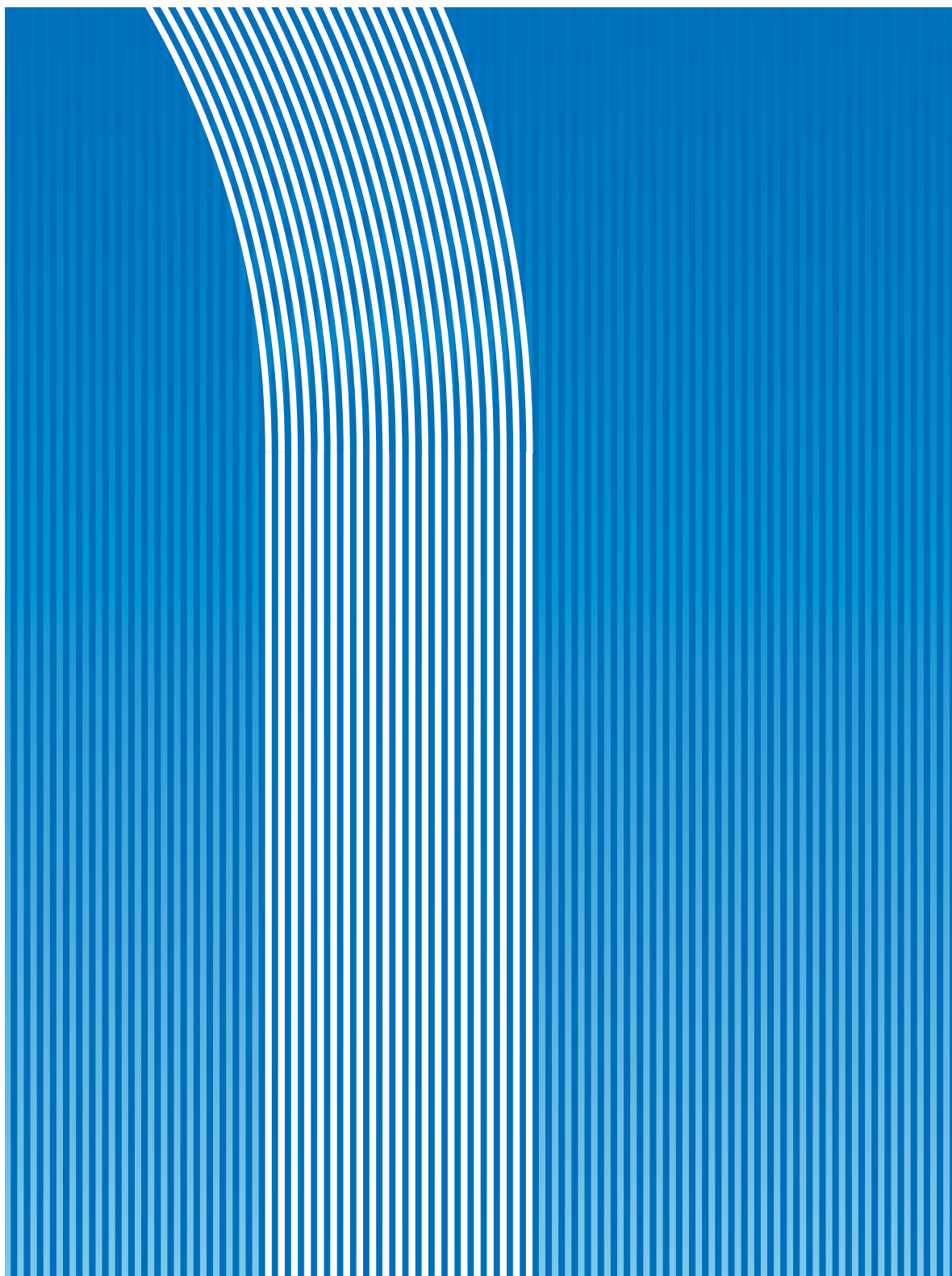
A tal proposito, sono definite come tali le operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della

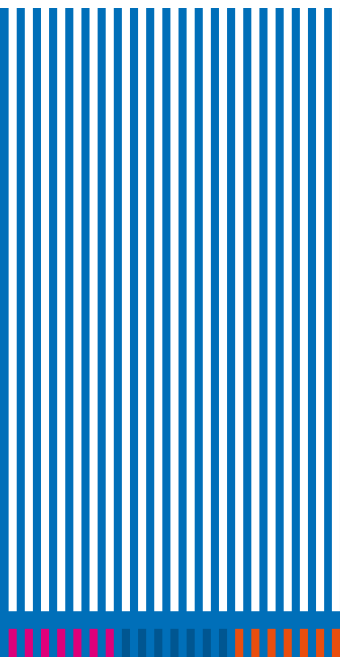
transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento possono dar luogo a dubbi sulla correttezza e/o completezza dell'informazione, sul conflitto di interesse, sulla salvaguardia del patrimonio aziendale, nonché sulla tutela degli azionisti di minoranza.

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 52 del Bilancio consolidato.







02

Sostenibilità
e lotta al
cambiamento
climatico



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 principi 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

Sin dal 2015 Enel si è impegnata a contribuire al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) lanciati dall'Organizzazione delle Nazioni Unite (ONU). 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.

Enel contribuisce attraverso la propria strategia al raggiungimento di tutti i 17 SDG, e ha rilanciato al 2030 i precedenti target assunti su quattro obiettivi⁷:

- **SDG 7** - assicurare l'accesso a un'energia economica, affidabile, sostenibile e moderna, inclusa la promozione di servizi di efficienza energetica, di cui beneficeranno 10 milioni di persone entro il 2030. Nel periodo 2015-2018 sono stati raggiunti 6,2 milioni di beneficiari nell'intero perimetro di Gruppo, di cui 3,3 milioni in Africa, Asia e Sud America.
- **SDG 4** - sostenere progetti per un'istruzione di qualità, equa e inclusiva per 2,5 milioni di persone entro il 2030. Nel periodo 2015-2018 è stato raggiunto circa 1 milione di beneficiari.
- **SDG 8** - promuovere una crescita economica, duratura inclusiva e sostenibile per 8 milioni di persone al 2030. Nel periodo 2015-2018 sono stati raggiunti circa 1,8 milioni di beneficiari.
- **SDG 13** - mettere in campo azioni mirate per il raggiungimento della decarbonizzazione entro il 2050. A dicembre 2018 le emissioni specifiche di CO₂ sono state pari a 0,369 kg/kWh_{eq} e il nuovo target al 2030 è pari a 0,23 kg CO₂/kWh_{eq}.

Il Gruppo ha inoltre aggiunto il seguente impegno su due ulteriori SDG:

- **SDG 9 e 11** - promuovere lo sviluppo di infrastrutture di qualità, affidabili, sostenibili e resilienti e di città sostenibili, attraverso il raggiungimento di circa 47 milioni di clienti dotati di smart meter e di 455.000 punti di ricarica per la mobilità elettrica, pubblici e privati, al 2021, e un investimento in digitalizzazione pari a 5,4 miliardi di euro nel periodo 2019-2021.

⁷ Il numero dei beneficiari considera le attività e i progetti svolti in tutte le aree in cui il Gruppo opera (comprese le società consolidate con metodo equity, le fondazioni e le onlus del Gruppo, e le società per le quali è stato applicato il meccanismo di BSO - "Build, Sell and Operate").

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 2018. Sono presenti nel capitale Enel 169 Investitori Socialmente Responsabili - SRI (160 nel 2017) che detengono il 10,5% del totale delle azioni in circolazione di Enel (8,6% nel 2017), pari al 13,7% del flottante (11,3% nel 2017). In valore assoluto, le azioni detenute dagli investitori SRI sono aumentate del 21,2%.

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 singolo Paese. 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, dall'analisi specifica su tale categoria di stakeholder sono emersi come prioritari i seguenti temi: decarbonizzazione del mix energetico; nuove tecnologie, servizi e digitalizzazione; gestione e compliance ambientale; governance solida e condotta trasparente; efficienza operativa.

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 2019-2021, al cui raggiungimento contribuiscono attività e progetti afferenti a diverse Funzioni e Linee di Business del Gruppo dettagliate nel Piano di Sostenibilità 2019-2021.

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. Il Gruppo sta attualmente portando avanti un importante processo di digitalizzazione che si intensificherà nei prossimi anni, risultando di conseguenza sempre più esposto a tali rischi. 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, che rappresentano una seria minaccia non solo per i dati, ma anche per la continuità del servizio e per i sistemi automatici degli impianti di generazione e delle reti di distribuzione. Il Gruppo Enel ha adottato un modello di gestione di tali rischi che si fonda su una visione "sistemica", che si applica sia al settore dell'Information Technology tradizionale sia al settore industriale (Operational Technology), tenendo in considerazione anche il collegamento in rete di "oggetti" smart (Internet of Things);
- eventi meteorologici estremi e disastri naturali: le previsioni in merito alla frequenza e all'intensità di tali eventi indicano un netto incremento, secondo le analisi e le proiezioni della comunità scientifica, e ciò determina per il Gruppo un aumento del rischio nel medio e lungo termine. Tale rischio è identificato anche tra i rischi emergenti nelle raccomandazioni della Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board. Il crescente indirizzo verso le tecnologie rinnovabili espone gli impianti di generazione a una maggiore vulnerabilità, per cui è prevedibile un aumento dell'impatto degli eventi estremi. L'impatto sul business di tali fenomeni è





legato al rischio di danni su asset e infrastrutture e alla 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 su tali asset, maggiormente esposti agli eventi meteorologici 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.

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 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 per gli enti di interesse pubblico, ha redatto a partire dall'esercizio finanziario 2017 la "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" che

copre gli ambiti previsti dal decreto stesso e si affianca dallo scorso anno al Bilancio di Sostenibilità di Gruppo. Inoltre, in ottemperanza alla Legge di bilancio 2019, a partire dall'esercizio finanziario 2018 è stata inserita, insieme alla descrizione dei principali rischi associati agli ambiti previsti dal decreto, anche la relativa modalità di gestione.

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 di rendicontazione composto dai GRI Standards e sue integrazioni (Electric Utilities Sector Disclosures), nonché dai principi di Accountability e del Global Compact delle Nazioni Unite.

I progetti, le attività, le performance e i principali risultati – compreso l'avanzamento sugli SDG in linea con le indicazioni contenute nel "Business Reporting on the SDGs: An Analysis of the Goals and Targets", la linea guida sviluppata dal Global Compact delle Nazioni Unite in collaborazione con il GRI – 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 FTSE-4Good; il CDP (Carbon Disclosure Project) Climate e il CDP (Carbon Disclosure Project) Water; lo STOXX Global ESG Leaders; l'Euronext Vigeo-Eiris; l'OEKOM Prime Rating; i Thomson Reuters/S-Network ESG Best Practices Indices; il Thomson Reuters Diversity & Inclusion Index; l'Equileaps Top 200 ranking; 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 contro la Corruzione", l'Enel Global Compliance Program, il Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001 e gli altri modelli di compliance nazionali eventualmente adottati dalle società del Gruppo in conformità alla normativa locale.

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 econo-

mica 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 principi 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.

	2018	2017	2018-2017	
Violazioni accertate del Codice Etico ⁽¹⁾	30	31	(1)	-3,2%

(1) Nel corso del 2018 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2017, per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2017 è stato riclassificato da 27 a 31.

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.

ne, delitti contro la pubblica amministrazione, falso in bilancio, riciclaggio, reati commessi in violazione delle norme sulla sicurezza sul lavoro, reati ambientali ecc.

Piano "Tolleranza Zero contro la Corruzione" e sistema di gestione anticorruzione

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 contro la 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. A valle dell'ottenimento della certificazione anticorruzione ex ISO 37001 da parte di Enel SpA nel 2017, confermata nel corso del 2018, Enel sta proseguendo la progressiva estensione dell'attività di certificazione nelle principali società controllate del Gruppo, italiane ed estere.

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 corruzio-





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 2018 è stata avviata l'esecuzione dei piani d'azione, elaborati al termine della due diligence sul sistema di gestione effettuata nel corso del 2017.

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

	2018	2017
Ricavi	75.672	74.639
Proventi/(Oneri) netti da rischio commodity	483	578
Costi esterni	53.881	53.680
Valore aggiunto globale lordo continuing operations	22.274	21.537
Valore aggiunto lordo discontinued operations	-	-
Valore aggiunto globale lordo	22.274	21.537
distribuito a:		
Azionisti ⁽¹⁾	2.765	1.983
Finanziatori	2.493	2.495
Dipendenti	4.581	4.504
Stato	3.168	3.273
Sistema impresa ⁽¹⁾	9.266	9.282

(1) Per una migliore rappresentazione è stato modificato il dato comparativo 2017 per tenere conto dei dividendi effettivamente pagati. In precedenza si riportavano anche quelli deliberati ma non pagati.

L'impegno di Enel nella disclosure in materia di cambiamento climatico

I **macro trend globali** come la decarbonizzazione, l'elettrificazione, l'urbanizzazione e la digitalizzazione stanno ridisegnando il mondo dell'energia verso un nuovo ecosistema che sta **progressivamente trasformando il tradizionale modello di business delle utility**.

È quindi necessario **promuovere la lotta contro il cambiamento climatico**, una delle principali sfide che la società deve affrontare, mirando al raggiungimento di un'economia globale low carbon. Come affermato dal World Economic Forum nel suo *Global Risk Report 2019*, il cambiamento climatico è attualmente il rischio più significativo per la società, con un impatto diretto sulle performance a lungo termine delle aziende. Pertanto, **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**, e che si impegna nello sviluppo di un modello di business allineato con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (COP21) per mantenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2 °C rispetto ai livelli preindustriali e continuare gli sforzi per limitare tale aumento della temperatura a 1,5 °C. 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 ed efficienza energetica. 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.

Inoltre, **Enel si impegna a promuovere la trasparenza sulla disclosure relativa al cambiamento climatico**, anche al fine di dimostrare ai propri stakeholder la rigorosità e la determinazione della propria ambizione nell'affrontare il cambiamento climatico. Pertanto, **Enel si è impegnata pubblicamente ad adottare le raccomandazioni della Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board**, che ha pubblicato nel giugno 2017 specifiche indicazioni sul reporting volontario degli impatti finanziari legati ai rischi climatici.

Di conseguenza, nell'ambito del percorso di implementazione delle linee guida, **Enel ha aggiornato le informazioni sulla gestione delle questioni relative al cambiamento**

climatico. Questa sezione è stata quindi strutturata secondo le quattro aree tematiche proposte dalla TCFD, che rappresentano gli elementi fondamentali di come le organizzazioni operano:

- **Governance** - Descrizione del ruolo del sistema di corporate governance di Enel in merito alle questioni climatiche e del ruolo del management nella valutazione e gestione di tali tematiche;
- **Strategia** - Illustrazione dei principali rischi e opportunità legati al cambiamento climatico individuati per il breve, medio e lungo termine, dei differenti scenari fisici e di transizione considerati e della strategia aziendale sviluppata come risposta dell'azienda per mitigare i rischi stessi e adattarvi e per massimizzarne le opportunità;
- **Rischi** - Descrizione del processo di identificazione, valutazione e gestione dei rischi e delle opportunità legati al cambiamento climatico adottato dal Gruppo (questo approfondimento è da leggersi a complemento del capitolo sui principali rischi e incertezze);
- **Metriche e obiettivi** - Principali metriche legate al cambiamento climatico utilizzate da Enel, comprese le emissioni di gas serra, altri indicatori operativi e metriche finanziarie, nonché i principali obiettivi fissati per promuovere un modello di business low carbon.

Governance

Enel riveste un ruolo da protagonista nell'ambito della transizione energetica, con un modello di business focalizzato sulla riduzione dell'impatto dei cambiamenti climatici. In quest'ottica, Enel si impegna a promuovere un modello energetico sostenibile che mira alla completa decarbonizzazione e digitalizzazione, potenziando l'elettrificazione della domanda di energia per promuovere la crescita di un'economia low carbon. Il modello organizzativo e di corporate governance di Enel definisce specifici compiti e responsabilità in capo ai principali organi di governance all'interno dell'azienda, garantendo che i rischi e le opportunità relativi al cambiamento climatico siano opportunamente tenuti in considerazione in tutti i processi decisionali aziendali rilevanti.





Competenze degli organi societari in materia di cambiamento climatico

Consiglio di Amministrazione (CdA) - Il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA è responsabile dell'esame e dell'approvazione della strategia aziendale, inclusi il budget annuale e il piano industriale del Gruppo, che incorporano i principali obiettivi e le azioni che la Società ha intenzione di intraprendere per guidare la transizione energetica e fronteggiare il cambiamento climatico. Inoltre, il Consiglio di Amministrazione svolge un ruolo di indirizzo e fornisce una guida e una valutazione sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (c.d. "SCIGR"), definendo la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo. Lo SCIGR è costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi afferenti alla Società e alle sue controllate. Tali rischi includono quelli che potrebbero avere rilievo nell'ottica della sostenibilità nel medio-lungo termine, tra cui i rischi legati al cambiamento climatico. Nel 2018 il Consiglio di Amministrazione ha affrontato questioni legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle operazioni aziendali e di sostenibilità, in 8 dei 18 incontri svolti.

Sul tema del cambiamento climatico il Consiglio di Amministrazione è supportato principalmente da due Comitati di Amministratori:

→ **Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità** - Ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione nella valutazione e nelle decisioni relative, tra l'altro, alle tematiche di sostenibilità, comprese eventuali questioni climatiche rilevanti connesse alle attività della Società e alle dinamiche di interazione di quest'ultima con tutti gli stakeholder. Il Comitato esamina le linee guida del Piano di Sostenibilità, ivi inclusi gli obiettivi climatici definiti in tale piano; inoltre esamina l'impostazione generale del Bilancio di Sostenibilità e della Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, ivi incluso l'approccio relativo alla disclosure sul cambiamento climatico adottato in tali documenti, rilasciando apposito parere al Consiglio di Amministrazione. Il Comitato è composto in maggioranza da Amministratori indipendenti e nel corso del 2018 esso è risultato composto dal Presidente e da due Amministratori indipendenti. Nel 2018 questo Comitato ha trattato questioni legate al clima, riflesse nelle

strategie e nelle operazioni aziendali e di sostenibilità, in 4 dei 6 incontri svolti;

→ **Comitato Controllo e Rischi** - Supporta il Consiglio di Amministrazione nell'espletamento dei compiti a quest'ultimo demandati in materia di controllo interno e di gestione dei rischi. Procedo, inoltre, all'esame dei contenuti del Bilancio consolidato, del Bilancio di Sostenibilità e della Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario rilevanti ai fini dello SCIGR, e contenenti la disclosure aziendale sul clima, rilasciando in proposito un parere preventivo al Consiglio di Amministrazione, chiamato ad approvare tali documenti. Il Comitato è composto da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) indipendenti. Nel corso del 2018 esso è risultato composto da quattro Amministratori indipendenti. Nel 2018 questo Comitato ha trattato questioni legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle operazioni aziendali e di sostenibilità, in 8 delle 13 riunioni svolte.

La Società ha organizzato anche nel corso del 2018 un apposito programma di induction finalizzato a fornire agli Amministratori un'adeguata conoscenza dei settori di attività in cui opera il Gruppo, inclusi temi legati al cambiamento climatico e ai relativi riflessi nella strategia industriale e nelle operazioni aziendali.

Presidente - Nell'esercizio della sua funzione di impulso e coordinamento delle attività del Consiglio di Amministrazione, nonché di verifica dell'attuazione delle deliberazioni consiliari, svolge in concreto un ruolo proattivo nel processo di approvazione e monitoraggio delle strategie aziendali e di sostenibilità, di cui la crescita attraverso tecnologie e servizi low carbon è uno dei pilastri strategici. Inoltre, nel corso del 2018 il Presidente ha presieduto anche il Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità.

Amministratore Delegato e Direttore Generale - È investito dei più ampi poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli riservati al Consiglio di Amministrazione, e nell'esercizio di tali poteri ha in concreto definito un modello di business sostenibile, attraverso l'identificazione della strategia volta a guidare la transizione energetica verso un modello low carbon. Riferisce al Consiglio di Amministrazione circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, comprese anche le attività di business in linea con l'impegno di Enel a fronteggiare il cambiamento climatico. All'Amministratore Delegato è inoltre attribuito il ruolo di amministratore incaricato dello SCIGR. Infine, rap-

presenta Enel in diverse iniziative che si occupano di cambiamenti climatici, ricoprendo posizioni rilevanti in istituzioni di fama mondiale come il Global Compact delle Nazioni Unite, Sustainable Energy For All delle Nazioni Unite e la piattaforma multi-stakeholder della Commissione Europea sugli Obiettivi di sviluppo sostenibile.

Il modello organizzativo di Enel per la gestione delle tematiche legate al clima

Enel dispone di un Management Team in cui sono assegnate le responsabilità relative alle tematiche climatiche alle specifiche Funzioni che contribuiscono a guidare la leadership di Enel nella transizione energetica. Ciascuna area è responsabile della gestione dei rischi e delle opportunità relative al cambiamento climatico per il proprio perimetro di competenza:

- **le Funzioni della Holding** (Amministrazione, Finanza e Controllo; Audit; Innovability; ed Health, Safety, Environment e Quality) sono responsabili di consolidare l'analisi dello scenario e della gestione del processo di pianificazione strategica e finanziaria finalizzato alla promozione delle energie rinnovabili, la decarbonizzazione del mix energetico, la digitalizzazione degli asset e la promozione dell'elettificazione della domanda energetica;
- **le Funzioni Globali di Servizio** (Acquisti e Soluzioni Digitali) sono responsabili dell'implementazione dei criteri di sostenibilità, ivi incluso il cambiamento climatico, nella gestione della catena di fornitura e dello sviluppo di soluzioni digitali per supportare l'implementazione di tecnologie abilitanti la transizione energetica e la lotta al cambiamento climatico;
- **le Linee di Business Globali** (Enel Green Power; Generazione Termoelettrica; Trading; Infrastrutture e Reti; ed Enel X) sono responsabili dello sviluppo delle attività legate alla promozione della generazione rinnovabile, all'ottimizzazione della capacità termica, alla digitalizzazione della rete elettrica e allo sviluppo di soluzioni di business abilitanti la transizione energetica e la lotta al cambiamento climatico (mobilità elettrica, efficienza energetica, sistemi efficienti di illuminazione e riscaldamento);
- **le Regioni e i Paesi** (Italia; Iberia; Europa e Affari Euro-Mediterranei; Sud America; Nord e Centro America; Africa, Asia e Oceania) hanno il compito di promuovere la decarbonizzazione e guidare la transizione energetica verso un modello di business low carbon all'interno del-

le aree di responsabilità. Inoltre, la Funzione Europa e Affari Euro-Mediterranei è responsabile della definizione della posizione del Gruppo sui cambiamenti climatici, le politiche low carbon e la regolamentazione dei mercati internazionali del carbonio a livello europeo.

In aggiunta, Enel ha istituito i seguenti due Comitati di livello manageriale presieduti dall'Amministratore Delegato, all'interno dei cui compiti sono incluse questioni legate al cambiamento climatico:

- **il Comitato per gli Investimenti di Gruppo:** concede l'approvazione alle spese per gli investimenti relativi allo sviluppo del business. Tale Comitato ha anche il compito di garantire che tutti gli investimenti siano pienamente allineati all'impegno del Gruppo di promuovere un modello di business low carbon e raggiungere la decarbonizzazione entro il 2050. Questo Comitato è composto dai responsabili di Amministrazione, Finanza e Controllo, Innovability, Legale e Affari Societari, Acquisti, dai responsabili delle Regioni e dai direttori delle Linee di Business;
- **il Comitato Rischi di Gruppo:** ha l'obiettivo di assicurare che le strutture organizzative coinvolte nella gestione dei rischi operativi siano in linea con la strategia e gli obiettivi di business, coinvolgendo il Management Team nelle decisioni strategiche in materia di politica, gestione e controllo dei rischi rilevanti.

Sistema di incentivazione in materia di cambiamento climatico

La politica di remunerazione della Società include diversi meccanismi, con lo scopo di progredire verso la transizione energetica; in particolare:

- **una remunerazione variabile a breve termine (MBO)** che può includere obiettivi relativi alla specifica funzione aziendale di ciascun manager. Per esempio, può includere obiettivi legati allo sviluppo delle energie rinnovabili per i manager all'interno della Linea di Business Globale Enel Green Power o legati a prodotti e/o servizi per la transizione energetica all'interno della Linea di Business Globale Enel X;
- **una remunerazione variabile a lungo termine** che dal 2018 include un obiettivo quantitativo climatico, ovvero la riduzione delle emissioni di CO₂ per kWh_{eq} del Gruppo Enel nei successivi tre anni, con il peso del 10% della retribuzione variabile complessiva a lungo termine.





Strategia

Piano strategico, creazione di valore e cambiamento climatico

Enel è impegnata ad adottare una strategia basata sul rispetto degli obiettivi definiti dall'Accordo di Parigi (COP21). Il Gruppo Enel, mediante una pianificazione strategica e una gestione del rischio integrate con le tema-

tiche di sostenibilità e cambiamento climatico, ha creato valore sostenibile e di lungo termine. Negli ultimi quattro anni (2015-2018) l'evoluzione del Gruppo ha incrementato la profittabilità e consentito il raggiungimento di obiettivi legati alla decarbonizzazione, alla digitalizzazione e all'attenzione al cliente. Il Piano Strategico e Industriale del Gruppo 2019-2021 (il Piano) prevede di continuare su questo percorso virtuoso facendo leva su una visione di lungo termine e sul raggiungimento degli obiettivi prefissati.

		2015	2018	2021
Rinnovabili	Capacità rinnovabile su totale (%)	41%	46%	55%
CO₂	Emissioni di CO ₂ (kg/kWh _{eq})	0,409	0,369	0,345
Clienti di rete	Milioni	61	73	75
Clienti liberi retail	Milioni	17	22	36
Nuovi business	Margine lordo (€mld)	-	0,5	0,9
Semplificazione	Utile di Gruppo/Utile totale (%)	64%	72%	71%
Generazione di cassa	FFO-Investimenti lordi (€mld)	1,8	2,5	4,4
Remunerazione azionisti	DPA (€/a)	0,16	0,28	0,36 ⁽¹⁾

(1) Dividendo minimo garantito (floor).

L'impegno del Gruppo è altresì confermato dagli obiettivi presi nei confronti delle Nazioni Unite sui Sustainable Development Goals (SDGs): istruzione di alta qualità, inclusiva ed equa (SDG 4); accesso a energia pulita e a basso costo (SDG 7); crescita economica sostenibile e inclusiva (SDG 8); industria, innovazione e infrastrutture (SDG 9); città e comunità sostenibili (SDG 11). Più nello specifico, Enel mira al raggiungimento della completa decarbonizzazione della produzione di energia elettrica entro il 2050, in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi e i "science-based target", contribuendo altresì al raggiungimento dell'SDG 13 delle Nazioni Unite.

Il modello di creazione di valore si fonda su una visione di lungo termine che ambisce a catturare le opportunità della transizione energetica su tre principali direttrici: (i) la decarbonizzazione del mix di capacità di generazione del Gruppo (+~11,6 GW di capacità rinnovabile⁸ e lo ~7 GW di capacità termica nel 2021 rispetto al 2018); (ii) lo sviluppo di infrastrutture (+10% elettricità distribuita sulla rete di distribuzione nel 2021 rispetto al 2018; 3,4 milioni di punti luce al 2021; circa 455.000 punti di ricarica per veicoli elettrici tra pubblici e privati al 2021) e nuovi servizi ai clienti (9,9 GW di demand response al 2021; 173 MW di storage distribui-

to installati all'anno nel 2021) al servizio dell'elettrificazione e dell'urbanizzazione; (iii) la digitalizzazione degli asset, dei clienti e del capitale umano (5,4 miliardi di euro di investimenti nel periodo 2019-2021).

Scenari di riferimento per il cambiamento climatico

Il Gruppo elabora scenari energetici macroeconomici e finanziari nel breve, medio e lungo periodo a supporto sia del processo di pianificazione industriale e strategica sia del processo di valutazione degli investimenti. Questa attività si serve di modelli econometrici e statistici in progressiva integrazione con gli input legati al cambiamento climatico, introducendo proiezioni relative a scenari fisici e di transizione così da ottenere una visione ampia e consistente del contesto sia nei Paesi di presenza del Gruppo sia in quelli di potenziale interesse. Le proiezioni sulle principali variabili di scenario vengono costantemente confrontate con i più autorevoli riferimenti internazionali.

Il Gruppo ha preso come principale riferimento due scenari fisici, corrispondenti a due evoluzioni estreme e distinte del-

8 Include la capacità gestita.

la concentrazione di gas a effetto serra (GHG) fornite dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), così da ricomprendere anche gli scenari più estremi tra quelli plausibili:

→ **Representative Concentration Pathway 2.6 (RCP 2.6):** corrispondente uno scenario climatico consistente con il contenimento del riscaldamento globale al di sotto dei 2 °C al 2100 (+1 °C medio nel periodo 2081-2100 secondo il Fifth Assessment IPCC);

→ **Representative Concentration Pathway 8.5 (RCP 8.5):** uno scenario "business as usual" che rappresenta la proiezione più pessimistica in termini di contenimento dei GHG producendo un aumento medio delle temperature di 3,7 °C nel periodo 2081-2100.

Allo scopo di approfondire gli effetti dei cambiamenti climatici e dei relativi scenari di transizione, il Gruppo ha avviato una collaborazione con l'International Centre for Theoretical Physics (ICTP) per effettuare un downscaling geografico degli scenari climatici globali al fine di avere proiezioni dettagliate con una maggiore risoluzione che consentono di tracciare gli impatti sul business di una serie di variabili rilevanti, come per esempio temperatura, piovosità, nevosità, irraggiamento solare e vento. Questo approccio conduce a una modellizzazione che integra il cambiamento climatico con le altre variabili di scenario a livello Paese, a partire dai Paesi di maggiore rilievo per l'attività del Gruppo per poi raggiungere una copertura globale. L'integrazione delle analisi di scenario con le variabili climatiche risulterà uno strumento sempre più importante a supporto di decisioni strategiche e industriali consapevoli.

Dalle prime evidenze dell'analisi degli scenari e dei dati climatici è emerso che i cambiamenti cronici rilevanti avverranno gradualmente nel corso dei prossimi decenni.

Le variazioni rispetto all'andamento storico saranno gradualmente, con impatti più limitati e simili tra i due scenari al 2050, ma con una forte estremizzazione degli effetti cronici ed estremi nello scenario RCP 8.5 tra il 2050 e il 2100, rispetto allo storico e all'RCP 2.6. Dagli approfondimenti effettuati sull'Europa e il Sud America emerge un generale aumento della temperatura con impatti maggiori in Europa meridionale e America centro-meridionale, con particolare intensità al 2100. In queste zone la quantità delle piogge potrebbe ridursi in maniera sensibile dopo il 2050 nello scenario RCP 8.5, mentre potrebbe aumentare nell'Europa del Nord (per esempio Scandinavia). Le differenze di irraggiamento solare potrebbero essere, invece, più rilevanti a

partire dal 2100 nelle regioni maggiormente esposte a una riduzione sensibile delle piogge, mentre i pattern di ventosità potrebbero subire variazioni meno omogenee.

Per quanto riguarda la definizione dello **scenario di transizione**, il Gruppo si confronta con i principali riferimenti internazionali, come per esempio l'**International Energy Agency** (WEO Sustainable Development Scenario; WEO Current Policies Scenario; ETP 2017 2 °C Scenario 2DS; Beyond 2 °C Scenario B2DS), l'**International Renewable Energy Agency** (Reference case, Remap case) e **Bloomberg New Energy Finance** (BNEF New Energy Outlook). L'approccio consente di associare ai potenziali scenari climatici una serie di assunzioni e variabili – come la domanda di energia e servizi, e le ipotesi sull'elettrificazione, sulla penetrazione dei veicoli elettrici e sui riferimenti di prezzo di commodity e CO₂ – per la costruzione di uno scenario coerente con la transizione energetica nel rispetto dell'Accordo di Parigi (COP21). Per raggiungere tale obiettivo, si prevede una forte riduzione dell'intensità emissiva del parco di generazione, una forte penetrazione delle fonti rinnovabili e l'adozione di misure e strumenti di policy efficaci sul carbon pricing (prezzo della CO₂). In tale scenario ci si aspetta, inoltre, un incremento dell'efficienza energetica e di elettrificazione dei consumi a livello industriale, residenziale e nel settore dei trasporti. Tale transizione verso un più basso contenuto emissivo e l'efficienza negli usi e consumi dell'energia potrebbero comportare un graduale disaccoppiamento tra la crescita economica e il consumo di risorse, e, dunque, livelli di domanda e prezzi più bassi per i combustibili fossili.

Descrizione dei rischi e delle opportunità legati al cambiamento climatico

La strategia e il posizionamento del Gruppo assicurano una resilienza e capacità di mitigazione e adattamento rispetto all'evoluzione del contesto esterno associato ai cambiamenti climatici, grazie a una visione, un modello di business e un posizionamento di leadership allineati con l'Accordo di Parigi (COP21) e che insistono sugli assi di crescita sostenibile futuro delle utility e sulla flessibilità:

- primo operatore privato mondiale in termini di capacità installata rinnovabile (~43 GW)⁹;
- primo operatore privato di reti di distribuzione globale in termini di clienti serviti (~73 milioni);

⁹ Include la capacità gestita.





- primo operatore privato mondiale per base clienti retail power e gas (~70 milioni);
- circa 6 GW di demand response gestiti su scala mondiale.

La descrizione dei rischi e delle opportunità è stata elaborata tenendo in considerazione gli scenari di riferimento fisici e di transizione e con il supporto delle diverse componenti della valutazione strategica a lungo termine richiamate nella sezione sui rischi (per esempio analisi di materialità, analisi dei rischi ESG, analisi del panorama competitivo ecc.). Il Gruppo sta lavorando per integrare progressivamente i modelli di analisi di scenario e di pianificazione strategica con quelli climatici al fine di stabilire relazioni più precise e puntuali tra gli scenari climatici stessi, lo scenario macroeconomico ed energetico e i fondamentali di business.

I risultati presentati qui di seguito sono frutto di un'analisi preliminare di impatto che, mediante una valutazione dei potenziali effetti su un orizzonte di lungo termine (oltre il 2030) e il raffronto con il portafoglio del Gruppo lungo l'orizzonte di Piano Strategico (2019-2021), associa analisi di sensitività di fenomeni di tipo operativo e industriale afferenti a variabili fisiche e di transizione.

Per quanto concerne i rischi e le opportunità associate a variabili fisiche, e prendendo a riferimento gli scenari dell'IPCC, è stato valutato l'andamento delle seguenti variabili e gli associati fenomeni operativi e industriali con potenziali rischi e opportunità: (i) variazione del livello medio delle *temperature* e potenziale incremento e/o riduzione del *fabbisogno di energia elettrica*; (ii) variazione del livello medio di *precipitazioni piovose e nevose* con potenziale incremento e/o riduzione della *produzione idroelettrica*; (iii) variazione del livello medio di *irraggiamento solare e ventosità* con potenziale incremento e/o riduzione della *produzione solare ed eolica*. Oltre alle dinamiche croniche sono state prese in considerazione e approfondite l'incidenza e la frequenza degli stessi eventi in ottica di eventi estremi recanti potenziali danni fisici rilevanti e inaspettati sugli asset; tuttavia queste analisi sono ancora in corso di perfezionamento. Secondo gli scenari presi a riferimento, il realizzarsi di variazioni significative delle variabili analizzate dal punto di vista cronico, seppur si prevede in aumento, è apprezzabile in modo materiale nell'orizzonte di più lungo periodo.

Grazie all'integrazione fra la strategia economico-finanziaria e quella della sostenibilità e dell'innovazione, il Gruppo ha già messo in campo una serie di azioni volte a mitigare i potenziali rischi e a sfruttare le opportunità relative alle variabili fisiche, tra cui in particolare il piano di digitalizzazione, volto, tra le altre cose, a implementare piani e sistemi di

manutenzione predittiva e nello specifico piani di resilienza per le infrastrutture di rete di energia elettrica. Inoltre, Enel è presente nell'intera catena del valore dell'elettricità (generazione, distribuzione e vendita) e ha un portfolio di attività diversificato, sia in termini di tecnologie di generazione (con un netto aumento di rinnovabili, principalmente eolico e solare) sia in termini di aree geografiche e mercati in cui opera, riducendo al minimo i rischi connessi ai cambiamenti climatici e le relative implicazioni finanziarie complessive. Infine, il Gruppo adotta le migliori strategie di prevenzione e protezione anche al fine di ridurre i possibili impatti sulle comunità e sulle aree circostanti i propri asset. La totalità delle aree del Gruppo è soggetta alla certificazione ISO 14001 e le potenziali fonti di rischio sono monitorate attraverso l'implementazione di sistemi di gestione ambientale (SGA) riconosciuti a livello internazionale.

Per quanto concerne i **rischi e le opportunità associati a variabili di transizione**, prendendo a riferimento i diversi scenari sopra citati in combinazione con i diversi elementi che compongono il processo di identificazione del rischio (per esempio contesto competitivo, visione a lungo termine dell'industry, analisi di materialità ecc.), è stato valutato l'andamento dei seguenti driver e i relativi potenziali rischi e opportunità: (i) dando priorità quei fenomeni con maggiore rilevanza in termini climatici; (ii) distinguendo fra orizzonti di più breve (meno di 3 anni), medio (3-5 anni) e lungo termine (oltre 5 anni); (iii) e collegando tali driver alle raccomandazioni della TCFD per la classificazione dei rischi e delle opportunità.

Rischi e opportunità di **breve periodo** e azioni strategiche di mitigazione e adattamento:

- **introduzione di leggi e regolamenti** per tragguardare la transizione e l'Accordo di Parigi, recanti l'introduzione di limiti emissivi più stringenti e/o modifiche del mix di generazione non guidate da segnali di prezzo;
- **crescente attenzione da parte dalla comunità finanziaria sui temi di ESG** con potenziali futuri benefici in termini di disponibilità di capitali, anche legati alla finanza sostenibile, e di nuovi prodotti e mercati (per esempio green e/o sustainable bond);
- **maturità tecnologica e piena competitività delle fonti energetiche rinnovabili** sia di grande sia di più piccola scala, con effettivi positivi sul ritorno degli investimenti.

Rischi e opportunità di **medio periodo** e azioni strategiche di mitigazione e adattamento:

- utilizzo di **modalità di trasporto più efficienti** dal punto di vista del cambiamento climatico, con particolare riferi-

mento allo sviluppo della **mobilità elettrica e delle infrastrutture di ricarica**;

→ **sviluppo e/o espansione** di (nuovi) beni (per esempio storage) **e/o servizi** (per esempio “energia come un servizio”) **a basso contenuto emissivo** a seguito di progressi tecnologici e di spostamento degli investimenti dal lato dell’offerta a quello della domanda di energia per traggare l’Accordo di Parigi, con benefici in termini di nuove opportunità di ricavi;

→ **utilizzo di fonti energetiche a basso contenuto emissivo come mainstream dei mix energetici** dei Paesi, con opportunità di sviluppo di risorse rinnovabili e di flessibilità del sistema elettrico ed energetico e impatti positivi in termini di ritorno sugli investimenti e nuove opportunità di business;

→ **incremento del livello di competizione e convergenza delle opportunità tra diversi settori**, con opportunità di accesso a nuovi mercati e servizi e/o nuove partnership o di entrata di nuovi player nel business dell’energia;

→ **evoluzione della regolazione in ottica di integrazione delle nuove tecnologie rinnovabili e digitali e di spinta sulla resilienza delle infrastrutture**, con potenziali benefici in termini di introduzione di nuovi meccanismi di remunerazione legati a logiche di performance ambientali e di innovazione.

Rischi e opportunità di **lungo periodo** e azioni strategiche di mitigazione e adattamento:

→ **incertezza e volatilità dei driver di business** (per esempio macroeconomia, energia, clima ecc.) **in crescita e persistenti come nuovo paradigma di normalità**, con effetti sui segnali di prezzo, sui costi delle materie prime e delle tecnologie, sul valore degli asset e sulla reputazione;

→ **progressivo aumento della decentralizzazione del settore energetico ed elettrico con spostamento verso risorse e tecnologie distribuite**, che genera nuove opportunità di business e di investimento in ottica di centralità del cliente e di necessità infrastrutturali.

Grazie all’integrazione fra la strategia economico-finanziaria e quella della sostenibilità e dell’innovazione, il Gruppo ha già messo in campo una serie di azioni volte a mitigare i potenziali rischi e sfruttare le opportunità relativi alle variabili di transizione. Più in particolare si richiamano le principali azioni e direttrici rilevanti per la transizione energetica e climatica:

→ **una strategia di decarbonizzazione** del parco di generazione gestito che ha registrato una riduzione di fonti fossili termoelettriche di oltre 6 GW nel 2018 rispetto al 2015 e un aumento delle fonti rinnovabili di circa 6 GW portando la quota di generazione CO₂ free al 51% e l’intensità emissiva a 0,36 kg CO₂/kWh_{eq}. Il Piano prevede al 2021 la riduzione di ulteriori 7 GW termoelettrici e l’aggiunta di 11 GW rinnovabili che porterebbe la quota di generazione CO₂ free al 62%¹⁰;

→ **strategia finanziaria volta all’integrazione delle tematiche ESG, che si concretizza in un approccio di gestione del debito in ottica sostenibile**, anche attraverso l’emissione di green bond – in tal senso Enel ha emesso tre green bond per un ammontare complessivo di 3,5 miliardi di euro – e **la collaborazione con le principali istituzioni finanziarie e banche di sviluppo internazionali** (per esempio Banca Mondiale, Banca Europea per gli Investimenti (BEI) e altre banche di sviluppo regionali);

→ **strategia di sviluppo delle fonti rinnovabili** sia in ottica di grande scala con la Linea di Business Enel Green Power e con uno spread TIR/costo medio ponderato del capitale intorno a 150 pb, sia con la Linea di Business Enel X attraverso lo sviluppo di soluzioni distribuite per piccoli e grandi clienti;

→ **strategia di sviluppo per la mobilità elettrica e di nuovi servizi con la Linea di Business Enel X** che al 2018 ha installato circa 3 MW di storage distribuito, gestisce circa 2,5 milioni di punti luce, 49.000 di punti di ricarica per veicoli elettrici tra pubblici e privati e oltre 4 milioni di unità immobiliari connesse in fibra ottica. Il Piano Industriale 2019-2021 prevede di portare lo storage installato annuo a 173 MW, i punti luce a 3,4 milioni, i punti di ricarica a 455.000 e a 8,5 milioni le unità immobiliari connesse in fibra ottica;

→ **strategia di sviluppo di contratti PPA basati sulle fonti energetiche rinnovabili con operatori di vari settori**, oltre a una serie di **partnership tecnologiche e strategiche supportate da un’attività di innovazione che fa leva su una rete globale di Innovation Hub** nata per intercettare le start-up ad alto potenziale tecnologico e trasformare le idee in soluzioni di business;

→ **piano di digitalizzazione degli asset**, dei clienti e del capitale umano, che nel 2018 si è attestato a circa 1,5 miliardi di euro. A tal riguardo il Piano prevede complessivamente 5,4 miliardi di euro;

→ **piano di investimenti focalizzato interamente sulla**

10 Tutti i dati relativi al paragrafo di riferimento “strategia di decarbonizzazione” includono la capacità gestita e la relativa produzione.



transizione energetica ossia su fonti energetiche rinnovabili, reti e clienti. Nel corso degli anni dal 2015 al 2018 sono stati investiti circa 8 miliardi di euro l'anno, di cui oltre il 90% dedicato a prodotti, beni e/o servizi a basso contenuto emissivo e dunque per la transizione. Il Piano prevede di mantenere questo livello di investimenti e attenzione al cambiamento climatico.

Gestione del rischio

Il sistema integrato di gestione dei rischi di Gruppo

Nell'esercizio della sua attività, che abbraccia diversi Paesi, mercati e settori, Enel è esposta a diverse tipologie di rischio nel breve e nel medio-lungo termine (per esempio rischio commodity, rischi finanziari, rischi strategici, tra cui anche quelli afferenti al cambiamento climatico). **Per affrontare efficacemente gli eventi che potrebbero generare potenziali rischi e opportunità, Enel ha adottato il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (SCI GR).** Tale sistema è costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi aziendali nell'ambito del Gruppo. Il SCI GR, in particolare, concorre ad assicurare la salvaguardia del patrimonio sociale, l'efficienza e l'efficacia dei processi aziendali, l'affidabilità delle informazioni fornite agli organi sociali e al mercato, il rispetto di leggi e regolamenti nonché dello Statuto sociale e delle procedure interne.

Il Consiglio di Amministrazione, consapevole dell'importanza di identificare, gestire e monitorare i rischi derivanti dai cambiamenti climatici che possono influenzare il raggiungimento degli obiettivi aziendali, si impegna a sviluppare opportune linee guida che assicurino, a ogni livello del Gruppo, l'adozione di decisioni consapevoli e coerenti con la propensione al rischio.

A questo fine, il Consiglio di Amministrazione si avvale del Comitato Controllo e Rischi, anche a supporto delle valutazioni e delle decisioni relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche e del piano industriale. Il Comitato rilascia il proprio parere preventivo al Consiglio di Amministrazione anche sulle linee di indirizzo del SCI GR, in modo che i principali rischi concernenti Enel SpA e le società da essa controllate – ivi inclusi i vari rischi che possono assumere rilievo nell'ottica della sostenibilità nel medio-lungo periodo – risultino correttamente

identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati. Inoltre, il Gruppo si è dotato di specifici comitati interni composti dal top management, cui spetta il governo e la supervisione nell'ambito della gestione, del monitoraggio e del controllo dei rischi.

Processo di identificazione dei rischi e delle opportunità

L'identificazione dei rischi e delle opportunità all'interno del processo di pianificazione strategica e industriale del Gruppo Enel è disegnata per affrontare in modo integrato il breve termine (meno di 3 anni), il business plan di medio termine (3-5 anni) e la revisione a lungo termine delle ambizioni (oltre i 5 anni).

La pianificazione di medio e lungo termine parte da una valutazione strategica del contesto esterno e delle questioni legate al cambiamento climatico, articolato sulle seguenti attività:

- **analisi degli scenari macroeconomici, energetici e climatici** - Una serie di analisi e proiezioni a livello globale e locale per identificare i principali driver macroeconomici, energetici e climatici negli orizzonti di breve, medio e lungo termine;
- **analisi del panorama competitivo** - Una serie di analisi dedicate alla comparazione delle performance economiche, finanziarie, industriali ed ESG (Environmental, Social & Governance) di società del settore Utility e di altre industrie, finalizzate a monitorare, indirizzare e sostenere il vantaggio competitivo e il posizionamento di leadership del Gruppo;
- **visione industriale** - Una panoramica delle macro-tendenze che incidono sull'attività aziendale, con una valutazione dei potenziali impatti sul business del Gruppo attraverso un ampio approccio collaborativo interno ed esterno;
- **dialogo strategico** - Un processo progressivo che coinvolge i dipendenti, il management e il Consiglio di Amministrazione per l'elaborazione della strategia. Questo processo garantisce che l'identificazione delle priorità del Gruppo sia condivisa;
- **analisi dei rischi ESG** - Analisi svolta per identificare i potenziali rischi ESG cui il Gruppo potrebbe essere esposto a causa della sua distribuzione geografica e delle attività di business condotte, sulla base dell'analisi di studi esterni come il *Global Risk Report* del World Economic Forum, la valutazione dei principali analisti di investimenti ESG e studi interni come l'analisi di materialità

o il processo di due diligence dei diritti umani;

→ **analisi dello scenario ESG e valutazione della materialità** - Enel svolge un'analisi ESG e di materialità con una metodologia sviluppata prendendo in considerazione le linee guida elaborate in base a numerosi standard internazionali (per esempio Global Reporting Initiative, UN Global Compact, SDG Compass ecc.), con l'obiettivo di identificare e valutare le priorità per gli stakeholder e correlarle con la strategia di Gruppo.

Processo di valutazione dei rischi e delle opportunità

Enel è impegnata ad avviare e strutturare processi di valutazione e monitoraggio periodico dei rischi e delle opportunità associati all'evoluzione di variabili fisiche, afferenti a fenomeni di cambiamento climatico acuto e cronico, e associati a scenari di transizione, derivanti dall'evoluzione del contesto socio-economico e del quadro normativo/regolatorio nell'ambito della lotta al cambiamento climatico.

Per quanto riguarda la valutazione *ex ante* del livello di rischio, sarà presentata su base annuale al Comitato Controllo e Rischi l'analisi dei rischi di Piano, inclusiva dell'esposizione ai fattori connessi al cambiamento climatico. Per quanto concerne il monitoraggio *ex post*, si effettueranno attività di revisione e valutazione periodica dei fattori di rischio, ivi incluse le principali variabili climatiche che possono influenzare gli obiettivi aziendali e l'attività del Gruppo. Tali attività verranno poste in essere a partire dal prossimo esercizio, mentre a livello operativo è già previsto il monitoraggio del 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.

Processo di gestione dei rischi e delle opportunità

In attuazione del Piano Strategico, le Linee di Business presentano proposte di investimento, coerenti in termini di performance economico-finanziaria e di sostenibilità, all'approvazione di specifici organi aziendali composti dal top management, i **Comitati per gli Investimenti**, presenti sia a livello di Linea di Business sia a livello di Gruppo (per gli investimenti oltre una soglia predefinita o di contenuto innovativo).

L'approvazione da parte del Comitato per gli Investimenti è basata su una valutazione congiunta di elementi di redditività e di rischio. Il risk assessment comprende un'analisi quantitativa dei fattori di rischio economico, finanziario e operativo e un'analisi qualitativa di tutte le categorie di rischio al fine di identificare gli impatti sulla redditività dell'investimento e le opportune misure di mitigazione. Le unità preposte allo sviluppo del singolo progetto individuano quei fattori specifici che possono influenzare il risultato atteso dell'investimento, ivi inclusi alcuni dei rischi connessi con il cambiamento climatico e ambientale (per esempio un aumento della frequenza degli eventi ambientali estremi e i cambiamenti delle norme nazionali riguardanti la lotta al cambiamento climatico). Il Gruppo è impegnato a evolvere il framework di valutazione degli investimenti, al fine di includere in modo più formale e strutturato la valutazione del contributo di ciascuna iniziativa presentata al miglioramento della resilienza al cambiamento climatico del Gruppo nel suo complesso.



Metriche e target

Si riportano di seguito le metriche e gli obiettivi utilizzati per misurare e gestire i rischi e le opportunità legati al cambiamento climatico.

Principali indicatori legati al cambiamento climatico

	2018	2017	2018-2017	
Generazione da fonte rinnovabile (incidenza % sul totale)	39,5	32,7	6,8	-
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	49,1	43,3	5,8	-
Potenza efficiente netta certificata secondo lo standard ISO 14001 (incidenza % sul totale)	98,5	99,0	(0,5)	-0,01%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) ⁽¹⁾	40,1	40,7	(0,6)	-
Emissioni specifiche di CO ₂ dalla produzione complessiva (kg CO ₂ /kWh _{eq}) ⁽²⁾	0,369	0,411	(0,042)	-10,2%
Fabbisogno specifico di acqua per produzione complessiva (l/kWh _{eq}) ⁽³⁾	0,38	0,44	(0,06)	-13,6%
Prelievo di acqua in zone water stressed (%) ⁽⁴⁾	12	9	3	-
Produzione con consumo acqua in zone water stressed (%) ⁽⁴⁾	8	8	-	-
Emissioni dirette di gas serra - Scope 1 (mln t _{eq})	94,80	105,51	(10,71)	-10,2%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 (mln t _{eq}) ⁽⁵⁾	1,09	1,19	(0,10)	-8,4%
Altre emissioni indirette di gas serra - Scope 3 (mln t _{eq}) ⁽⁵⁾	6,78	7,14	(0,36)	-5,1%
Totale consumi diretti di combustibile (Mtep)	37,0	41,3	(4,3)	-10,4%
Prezzo di riferimento della CO ₂ (euro)	13,0	5,3	7,7	-
EBITDA per prodotti, servizi e tecnologie low carbon (miliardi di euro) ⁽⁶⁾	14,5	13,4	1,1	8,2%
CAPEX per prodotti, servizi e tecnologie low carbon (miliardi di euro) ⁽⁶⁾	7,5	7,6	(0,1)	-1,3%
Incidenza CAPEX per prodotti, servizi e tecnologie low carbon sul totale (%) ⁽⁶⁾	89,0	88,9	0,1	-

(1) Le percentuali sono state calcolate secondo la nuova metodologia che non considera gli impianti O&G italiani in fase di dismissione/marginali. 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) A seguito dell'adozione del nuovo GRI 303, da quest'anno il valore finora indicato come consumo specifico viene indicato come fabbisogno specifico. Con fabbisogno si intende il quantitativo complessivo di acqua prelevata, comprensivo del riutilizzo dei reflui, necessario al funzionamento della centrale. Il fabbisogno specifico da produzione complessiva è calcolato considerando il totale dei consumi di acqua da produzione termoelettrica semplice, combinata di energia elettrica e calore, 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. Non rientra in questo valore il prelievo di acqua utilizzata per il raffreddamento a ciclo aperto, che viene poi restituita al corpo idrico originario. Relativamente al 2018, il valore di fabbisogno di prelievo di acqua ha subito una variazione dovuta a un cambio nel criterio di rendicontazione adottato nel settore nucleare, dove l'acqua di raffreddamento restituita al corpo idrico recettore non viene più contabilizzata, ai pari di quanto già operato per tutti gli impianti che adottano un sistema di raffreddamento "a ciclo aperto". Sulla base del ricalcolo, nel 2017 i prelievi complessivi di acqua per processi produttivi sono pari a 112,2 milioni di m³.

(4) Il World Resources Institute (WRI) ha definito "water-stressed area" una zona per la quale la disponibilità di acqua *pro capite* annua risulta inferiore a 1.700 m³.

(5) Emissioni di "Scope 2": la stima delle emissioni indirette di CO₂ relative al 2018 dovute ai consumi elettrici delle attività di distribuzione di elettricità, movimentazione del combustibile, estrazione del carbone, gestione immobiliare e all'energia elettrica acquistata da rete dagli impianti idroelettrici è effettuata come prodotto dei consumi elettrici, per i rispettivi coefficienti ponderati di emissione specifica dell'intero mix di generazione dei Paesi in cui il Gruppo Enel opera (fonte: Enerdata - <https://www.enerdata.net/>). A seguito di un cambio di metodologia, il dato relativo al 2018 comprende anche l'energia acquistata dalla rete per il pompaggio degli impianti idroelettrici. La quota di emissioni relativa alle perdite di rete per l'energia elettrica consumata è stata inclusa nello Scope 3, e non più nelle Emissioni di Scope 2. Il dato relativo al 2017 è stato ricalcolato. "Scope 3": la stima delle emissioni indirette di CO₂ relative al 2018 e provenienti dal trasporto del carbone via mare è effettuata a partire dal quantitativo trasportato (equivalente al 69,5% del totale del carbone utilizzato), prendendo in considerazione navi Panamax con portate di 67.600 tonnellate, che coprono distanze medie di 700 miglia marine percorse in 22 giorni di crociera, con un consumo di 35 tonnellate al giorno di olio combustibile, e un coefficiente di emissione di 3,2 kg di CO₂ per ogni litro di olio bruciato, considerando anche i tre giorni di sosta per lo scarico cui è associato un consumo di 5 tonnellate di olio combustibile. La stima delle emissioni indirette di CO₂ provenienti dal trasporto ferroviario del carbone è effettuata a partire dal quantitativo trasportato (equivalente al 30,5% del carbone utilizzato) e prendendo in considerazione treni con portate di 1.100 tonnellate, che coprono distanze medie di 1.400 km con un consumo di 6,9 kWh/t per ogni 100 km trasportati e un coefficiente di emissione medio di Enel nel mondo. La stima delle emissioni indirette di CO₂ provenienti dal trasporto dei materiali di consumo, olio combustibile, gasolio, biomassa solida, CDR (Combustibile Derivato da Rifiuti) e rifiuti è effettuata, a partire dai quantitativi trasportati di materie prime, prendendo in considerazione autocarri con portate di 28 tonnellate, che coprono distanze medie (di andata e ritorno) di 75 km con un consumo di 1 litro di gasolio per ogni 3 km percorsi e un coefficiente di emissione di 3 kg di CO₂ per ogni litro di gasolio bruciato. Il dato è una stima approssimata delle emissioni fugitive di metano (CH₄) del carbone importato e utilizzato dal Gruppo Enel per la produzione termoelettrica. Il dato non tiene conto delle emissioni dovute al trasporto di lignite. In seguito al nuovo approccio metodologico i dati relativi al 2017 sono stati ricalcolati. La quota di emissioni relativa alle perdite di rete per l'energia elettrica consumata è stata inclusa nello Scope 3, e non più nelle Emissioni di Scope 2.

(6) Nella categoria di "prodotti, servizi e tecnologie low carbon" sono considerate le Linee di Business: Enel Green Power, Infrastrutture e Reti, Enel X e Mercato (per l'80%, escludendo il gas).

Potenza efficiente netta per fonte di energia primaria

MW

	2018	2017	2018-2017	
Potenza efficiente netta termoelettrica:				
- carbone	15.828	15.965	(137)	-0,9%
- ciclo combinato (CCGT) ⁽¹⁾	17.244	17.251	(7)	-
- olio combustibile/gas ⁽¹⁾	10.027	10.078	(51)	-0,5%
Totale	43.099	43.294	(195)	-0,5%
Potenza efficiente netta nucleare	3.318	3.318	-	-
Potenza efficiente netta rinnovabile:				
- idroelettrico	27.844	27.799	45	0,2%
- eolico	8.190	7.431	759	10,2%
- geotermoelettrico	804	802	2	0,2%
- biomasse e cogenerazione	42	57	(15)	-26,3%
- altro	2.322	2.216	106	4,8%
Totale	39.203	38.305	898	2,3%
Potenza efficiente netta complessiva	85.620	84.917	703	0,8%

(1) Dato ricalcolato sulla base di una riclassificazione degli impianti TG.

Potenza efficiente netta per area geografica

MW

	2018	2017	2018-2017	
Italia	27.624	27.652	(28)	-0,1%
Iberia	22.717	22.732	(15)	-0,1%
Sud America	20.997	20.544	453	2,2%
Russia	8.879	8.879	-	-
Nord e Centro America	3.826	3.533	293	8,3%
Romania	534	534	-	-
Grecia	307	307	-	-
Bulgaria	42	42	-	-
India	172	172	-	-
Sudafrica	522	522	-	-
Potenza efficiente netta complessiva	85.620	84.917	703	0,8%



Energia elettrica netta prodotta per fonte di energia primaria

GWh

	2018	2017	2018-2017	
Energia elettrica netta prodotta da fonte termoelettrica:				
- carbone	64.366	70.497	(6.131)	-8,7%
- ciclo combinato (CCGT)	38.134	44.381	(6.247)	-14,1%
- olio combustibile/gas	24.832	26.855	(2.023)	-7,5%
Totale	127.332	141.733	(14.401)	-10,2%
Energia elettrica netta prodotta da fonte nucleare				
	24.067	26.448	(2.381)	-9,0%
Energia elettrica netta prodotta da fonte rinnovabile:				
- idroelettrico	65.893	55.363	10.530	19,0%
- eolico	22.161	17.827	4.334	24,3%
- geotermoelettrico	5.881	5.820	61	1,0%
- biomasse e cogenerazione	108	108	-	-
- altro	4.897	2.577	2.320	90,0%
Totale	98.940	81.695	17.245	21,1%
Energia elettrica netta prodotta complessiva	250.339	249.876	463	0,2%

Energia elettrica netta prodotta per area geografica

GWh

	2018	2017	2018-2017	
Italia	53.232	53.518	(286)	-0,5%
Iberia	74.193	78.618	(4.425)	-5,6%
Sud America	67.897	64.627	3.270	5,1%
Russia	39.182	39.830	(648)	-1,6%
Nord e Centro America	12.433	9.793	2.640	27,0%
Romania	1.227	1.358	(131)	-9,6%
Grecia	577	548	29	5,3%
Bulgaria	91	103	(12)	-11,7%
India	315	325	(10)	-3,1%
Sudafrica	1.192	1.156	36	3,1%
Energia elettrica netta prodotta complessiva	250.339	249.876	463	0,2%

In aggiunta agli obiettivi inclusi nella sezione “Strategia,” si riportano di seguito gli ulteriori target legati alla lotta al cambiamento climatico.

Obiettivi

Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale) ⁽¹⁾	62 nel 2021
Emissioni specifiche di CO ₂ dalla produzione netta complessiva (kgCO ₂ /kWh _{eq}) ⁽²⁾	<0,350 nel 2020 (-25% rispetto al 2007) 0,23 nel 2030 (-44% rispetto al 2015)
Potenza efficiente netta rinnovabile (GW) ⁽³⁾	53,9 nel 2021
Potenza efficiente netta termoelettrica e nucleare (GW)	39,5 nel 2021
Energia elettrica netta prodotta da fonte rinnovabile (TWh) ⁽¹⁾	132 nel 2021
Energia elettrica netta prodotta da fonte termoelettrica e nucleare (TWh)	124 nel 2021
Fabbisogno specifico di acqua per produzione complessiva (l/kWh _{eq}) ⁽⁴⁾	-35% nel 2030 (rispetto al 2015)

(1) Include la produzione da capacità gestita.

(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) Include la capacità gestita.

(4) A seguito dell’adozione del nuovo GRI 303, da quest’anno il valore finora indicato come consumo specifico viene indicato come fabbisogno specifico. Con fabbisogno si intende il quantitativo complessivo di acqua prelevata, comprensivo del riutilizzo dei reflui, necessario al funzionamento della centrale. Il fabbisogno specifico da produzione complessiva è calcolato considerando il totale dei consumi di acqua da produzione termoelettrica semplice, combinata di energia elettrica e calore, 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. Non rientra in questo valore il prelievo di acqua utilizzata per il raffreddamento a ciclo aperto, che viene poi restituita al corpo idrico originario.

Nel 2018 Enel ha una capacità installata pari a 85,6 GW, in aumento rispetto al 2017 di circa 0,7 GW a seguito dell’entrata in funzione di nuovi impianti rinnovabili. In particolare, tale aumento si attribuisce ai nuovi impianti eolici negli Stati Uniti e solari in Messico. La capacità addizionale installata nel 2018 è pari a 2,7 GW, principalmente sul territorio del Nord, Centro e Sud America. La differenza tra l’aumento complessivo della capacità del Gruppo e la nuova capacità rinnovabile è dovuta al fatto che durante l’anno alcuni impianti rinnovabili sono usciti dal perimetro consolidato del Gruppo entrando nel processo di BSO (“Build, Sell and Operate”).

La produzione 2018 risulta pari a 250 TWh, stabile rispetto al 2017. La generazione complessiva mostra tuttavia un cambiamento nel mix di produzione, con una riduzione della componente termoelettrica compensata da una maggiore produzione da fonte rinnovabile, principalmente idroelettrica, ma anche eolica e solare. Come conseguenza l’energia prodotta da Enel nel 2018 da fonti a emissioni zero si attesta a circa il 49%, in considerevole aumento rispetto al 2017.

In un’ottica di riduzione dell’impatto ambientale, il Gruppo si è prefissato l’obiettivo di raggiungere nel 2020 un’emissione specifica di CO₂ minore di 0,35 kg/kWh_{eq}. Tale obiettivo risulta in linea con il target previsto al 2030, anno nel quale il Gruppo prevede di ridurre le emissioni specifiche

di CO₂ a un valore pari a 0,23 kg/kWh_{eq}. Le emissioni assolute di CO₂ risultano in netta diminuzione rispetto al 2017, a fronte della sensibile riduzione della produzione termoelettrica netta del Gruppo, in particolare da carbone e da cicli combinati. Nel 2018 il valore delle emissioni specifiche di CO₂ (0,369 kg/kWh_{eq}) risulta in diminuzione del 10% rispetto all’anno precedente (0,411 kg/kWh_{eq}). Anche i valori relativi alle altre emissioni specifiche in atmosfera, SO₂ e NO_x, registrano valori in diminuzione pari rispettivamente a circa l’11% e il 9%. Le polveri mostrano una sensibile riduzione (-37%) rispetto al 2017, dovuta principalmente a lavori di efficientamento in Russia nel sistema di abbattimento polveri e, secondariamente, a una minore produzione termoelettrica da carbone in Italia e Spagna.

Gli obiettivi definiti da Enel nell’ambito della strategia volta a fronteggiare il cambiamento climatico includono anche determinate assunzioni – quali per esempio un prezzo di riferimento della CO₂ di 18 euro nel 2021 – e portano a prevedere, tra le altre:

- EBITDA per prodotti, servizi e tecnologie low carbon¹¹ pari a 17 miliardi di euro nel 2021;
- CAPEX per prodotti, servizi e tecnologie low carbon pari a 7,7 miliardi di euro nel 2021;
- incidenza CAPEX per prodotti, servizi e tecnologie low carbon sul totale pari al 90,1% nel 2021.

¹¹ Nella categoria di “prodotti, servizi e tecnologie low carbon” sono considerate le Linee di Business: Enel Green Power, Infrastrutture e Reti, Enel X e Mercato (per l’80%, escludendo il gas).





Sostenibilità ambientale

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 questi ultimi 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 alle normative applicabili e assicurare l'adozione di approcci manageriali che incorporino i principi del miglioramento continuo e della gestione dei rischi.

Gestione responsabile della risorsa idrica

L'acqua rappresenta un elemento essenziale per la produzione elettrica, pertanto Enel considera la disponibilità di questa risorsa quale fattore critico negli scenari energetici futuri. Il Gruppo è tradizionalmente impegnato nella gestione efficiente delle acque mediante un costante monitoraggio di tutti i siti di produzione collocati in zone a rischio di scarsità idrica. Enel impiega i seguenti livelli di analisi:

- mappatura dei siti di produzione ricadenti in aree con potenziali situazioni di "water scarcity", in cui cioè il valore medio delle risorse idriche rinnovabili per persona risulta essere inferiore al riferimento fissato dalla FAO (la mappatura è effettuata attraverso l'uso del Global Water Tool del World Business Council for Sustainable Development);
- individuazione dei siti di produzione "critici", ossia di quelli in "Water Scarcity Area" con approvvigionamento di acqua dolce;
- gestione più efficiente della risorsa acqua tesa anche a massimizzare l'approvvigionamento da reflui e da acqua di mare;
- monitoraggio dei dati meteo-climatici di ciascun sito.

Enel restituisce globalmente circa il 99% dell'acqua prelevata per il raffreddamento in ciclo aperto. Circa l'8% del totale dell'energia prodotta dal Gruppo Enel ha utilizzato e/o consumato acqua dolce in zone "water stressed"¹². Nel 2018 il fabbisogno complessivo di acqua è stato pari a 96,3 milioni di metri cubi, circa il 14% in meno rispetto al 2017 a causa di una minore produzione termoelettrica e nucleare rispetto all'anno precedente.

Per quanto concerne il fabbisogno complessivo idrico, la percentuale di approvvigionamento tramite acque reflue trattate è pari al 4,7%, registrando una diminuzione rispetto all'anno precedente. In linea con l'impegno di Enel di ridurre il fabbisogno idrico del 35% al 2030 rispetto all'anno base 2015, il fabbisogno specifico del 2018 è stato pari a 0,38 l/kWh_{eq}, inferiore del 14% rispetto al 2017.

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 esempio nidi artificiali nelle linee di distribuzione per l'avifauna, scale di risalita presso gli impianti idroelettrici per la fauna ittica).

Prosegue la collaborazione avviata nel 2017 con l'Unione Internazionale per la Conservazione della Natura (IUCN), un'autorità mondiale in materia di salvaguardia della biodiversità, e si consolida l'impegno di Enel per la valutazione dei rischi e delle opportunità legati alla gestione della biodiversità.

¹² Il World Resources Institute (WRI) ha definito "water-stressed area" una zona per la quale la disponibilità di acqua *pro capite* annua risulta inferiore a 1.700 m³.

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, per crescere in un contesto in veloce trasformazione, garantendo elevati standard di sicurezza, business continuity ed efficienza operativa. 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. Enel opera attraverso un modello di Open Innovability, in cui le soluzioni, oltre a essere innovative, garantiscono sostenibilità nel lungo termine sia per il business di Enel sia per le comunità in cui opera. Un ecosistema 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. Enel ha all'attivo 91 accordi di partnership di innovazione, tra cui otto accordi globali e trasversali a più Linee di Business che, oltre ai campi d'azione tradizionali di Enel come le rinnovabili e la generazione convenzionale, hanno promosso lo sviluppo di nuove soluzioni per l'e-mobility, le microgrid, l'efficienza energetica e l'Industrial Internet of Things (IIoT). Nel corso del 2018 si è allargata anche la rete degli Hub dove le start-up hanno la possibilità di testare le proprie soluzioni attraverso il supporto delle strutture e delle conoscenze di Enel. In particolare, sono presenti sei Innovation Hub (Silicon Valley, Tel Aviv, Madrid, Mosca, Santiago del Cile e Rio de Janeiro) e tre Innovation Hub&Lab (Catania, Pisa e Milano). Tramite gli Innovation Hub nel 2018 sono stati organizzati 28 bootcamp, attività di scouting dedicate a specifiche tecnologie di interesse del Gruppo.

La piattaforma online di crowdsourcing "Openinnovability.com" è diventata un luogo digitale dove il dialogo è sempre aperto e le idee non conoscono limitazioni. Sono proprio le idee di progetto a essere protagoniste delle challenge lanciate

sul sito attraverso le "call". Nel 2018 Enel ha lanciato 27 challenge di innovazione e sostenibilità.

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. È proseguita l'"Innovation School", con l'obiettivo di fornire alle persone Enel coinvolte nelle attività di innovazione competenze e conoscenze sulle metodologie di lavoro innovative. Sono stati identificati all'interno di Enel circa 100 Innovation Ambassador provenienti da varie Funzioni e aree aziendali in Italia, Brasile e Colombia, con l'obiettivo di far sì che l'innovazione diventi parte del lavoro quotidiano attraverso specifiche metodologie di lavoro. Prosegue anche il progetto My Best Failure, che mira a diffondere la no blame culture e a incoraggiare la sperimentazione innovativa.

Inoltre, nel 2018 sono proseguite le attività delle "innovation community", che coinvolgono diverse aree e professionalità all'interno dell'azienda. Energy storage, blockchain, droni, realtà aumentata e virtuale, stampa 3D, intelligenza artificiale, "wearables" (dispositivi indossabili) e robotica sono gli ambiti e le tecnologie affrontate nell'ambito di tali comunità. Negli ultimi anni Enel ha intensificato l'uso dei droni nelle attività di monitoraggio e manutenzione dei propri asset, ispezionando campi solari, parchi eolici, dighe e bacini idroelettrici, componenti chiuse negli impianti tradizionali e le linee di distribuzione, con l'obiettivo di aumentare l'efficienza dei processi di esercizio e manutenzione e soprattutto di ridurre l'esposizione a rischi dei lavoratori. Inoltre, i sistemi di accumulo, oltre a garantire il supporto continuo alle attività di business correnti, consentono l'apertura a nuove frontiere di business sostenibile. Utilizzare sistemi di stoccaggio assicura il miglioramento dei livelli di affidabilità e l'incremento di indicatori di qualità della distribuzione, oltre a garantire, unitamente alla generazione tradizionale, il bilanciamento di rete e la stabilità di carichi di sistema a livello nazionale.

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 mo-

mento 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.

Nel 2018 è stato portato a regime il progetto SHE365, che ha lo scopo di focalizzare l'attenzione su sicurezza, salute e ambiente (Safety-Health-Environment) per tutti i 365 giorni dell'anno.

Il progetto si basa su tre direttrici principali:

- accrescere il coinvolgimento dei fornitori;
- rafforzare la catena del commitment;
- facilitare la condivisione delle iniziative.

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. Nel 2018 il processo di qualificazione è stato ulter-

riormente rafforzato ed è stato predisposto un nuovo allegato alle condizioni generali di contrattazione che definisce in maniera chiara gli obblighi in materia di salute, sicurezza e ambiente che tutti i fornitori devono rispettare. È stato, inoltre, introdotto un processo di valutazione del fornitore chiamato "Safety Supplier Assessment" che prevede l'esecuzione di audit specifici sui temi di sicurezza svolti nella sede del fornitore in caso emergano specifiche criticità.

Nel 2018 sono proseguiti alcuni progetti di innovazione sulla sicurezza e ne sono stati lanciati di nuovi che hanno riguardato le misure di prevenzione e protezione, l'esecuzione e analisi di controlli correttivi, nonché la formazione del personale. In particolare, è stato sviluppato e realizzato un dispositivo portatile capace di individuare tensione elettrica a distanze operative su linee sia di bassa sia di media tensione, prevenendo il contatto dell'operatore con parti energizzate. È stata, inoltre, lanciata una iniziativa globale per ridurre l'incidentalità stradale sia per autisti in orario di servizio sia per tutte le persone in azienda che utilizzano auto e moto per recarsi a lavoro. Il progetto include applicazioni per smartphone dedicate, simulatori di guida, agevolazioni per l'acquisto di dispositivi di protezione personale e convenzioni facilitate con assicurazioni che utilizzano le "black box". Infine, sono stati sviluppati nuovi scenari di realtà virtuale finalizzati alla formazione operativa, su tematiche sia di manutenzione sia di sicurezza.

Indici sulla safety

N.

	2018	2017	2018-2017	
Indice di frequenza infortuni Enel ⁽¹⁾	0,943	1,199	(0,256)	-21%
Infortuni gravi e mortali Enel				
Infortuni gravi ⁽²⁾	6	4	2	50%
Infortuni mortali	1	2	(1)	-50%
Totale	7	6	1	17%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici				
Infortuni gravi ⁽²⁾	10	9	1	11%
Infortuni mortali	7 ⁽³⁾	11	(4)	-36%
Totale	17	20	(3)	-15%

(1) Tale indice è calcolato come rapporto tra il numero totale degli infortuni e le ore lavorate espresse in milioni.

(2) 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 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.

(3) Considerando le attività gestite in tutte le aree in cui il Gruppo opera, alle quali afferiscono alcune delle società consolidate con metodo equity e società per le quali è stato applicato il meccanismo di BSO ("Build, Sell and Operate"), il valore totale degli infortuni mortali è pari a 8.

Andamento infortunistico

Nel 2018 il tasso di infortuni (LTIFR¹³) dei dipendenti del Gruppo Enel si è attestato a 0,19, in riduzione rispetto al valore dello scorso anno, pari a 0,24.

Per quanto riguarda i dipendenti delle imprese appaltatrici, il LTIFR si è attestato a 0,17, in riduzione rispetto al valore 0,19 del 2017.

Nel 2018 si sono verificati 1 infortunio mortale che ha coinvolto dipendenti del Gruppo Enel e 7¹⁴ 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 di tutti quegli eventi, come per esempio i 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.).

La salute

Il Gruppo Enel ha definito un sistema strutturato di gestione della salute, basato su misure di prevenzione, per sviluppare una cultura aziendale orientata alla promozione della salute psico-fisica e del benessere organizzativo e all'equilibrio tra vita personale e professionale. In quest'ottica il Gruppo realizza campagne di sensibilizzazione globali e locali per promuovere stili di vita sani, sponsorizza programmi di screening volti a prevenire l'insorgenza di malattie e garantisce la fornitura di servizi medici. Le iniziative globali e i programmi sono sviluppati in accordo con il calendario dell'Organizzazione Mondiale della Sanità e con le esigenze locali. Inoltre, a supporto del personale che si reca all'estero per servizio sono stati predisposti: una poli-

tica per la prevenzione di malattie locali e supporto in caso di malattie o incidenti, un'applicazione per smartphone con le indicazioni delle informazioni di viaggio, una linea guida sulle vaccinazioni; è stata stipulata, inoltre, una nuova polizza di assicurazione globale.

Sviluppo della cultura della salute e sicurezza: comunicazione, formazione, informazione e condivisione delle esperienze

Nel 2018 sono state erogate circa 726.000 ore di formazione al personale Enel, 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. Sono stati utilizzati anche scenari operativi riprodotti in realtà virtuale dalle Linee di Business del Gruppo per la formazione del personale operativo. Si segnalano inoltre varie attività di formazione sulla guida sicura, nonché varie attività di formazione "Leadership sulla sicurezza" destinate ai manager. 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 dell'Enel Radio.

Seguendo l'obiettivo strategico del Gruppo di condivisione delle esperienze, Enel ha organizzato e partecipato attivamente a momenti di confronto con grandi aziende europee del settore elettrico sulle tematiche di salute e sicurezza, nell'ottica di creare uno sforzo sinergico verso il miglioramento nel campo della prevenzione degli infortuni e degli incidenti.

13 Il Lost Time Injury Frequency Rate (LTIFR) viene calcolato rapportando il numero di infortuni alle ore lavorate/200.000.

14 Considerando le attività gestite in tutte le aree in cui il Gruppo opera, alle quali afferiscono alcune delle società consolidate con metodo equity e le società per le quali è stato applicato il meccanismo di BSO ("Build, Sell and Operate"), il valore totale degli infortuni mortali è pari a 8.





Gestione, sviluppo e motivazione delle persone

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2018 è pari a 69.272 dipendenti, di cui il 44% nelle società con sede in Italia. Il saldo tra consistenze di inizio e fine anno mostra un segno positivo di circa 6.400 risorse dovuto principalmente alle acquisizioni in Brasile, Italia e Spagna. Le assunzioni, pari a 3.414 risorse, hanno riguardato l'Italia per il 23%, mentre per il restante 77% sono distribuite nei Paesi esteri.

In un contesto in continuo cambiamento servono strutture snelle e agili, con chiara comprensione di obiettivi e priorità, relazioni basate sulla fiducia, velocità nella risoluzione dei problemi, flessibilità e innovazione.

In linea con tale scenario, il processo di selezione e assunzione svolge un ruolo chiave. Al fine di individuare i profili più adatti sono state rafforzate le partnership con le università, anche organizzando giornate dedicate allo scambio di conoscenze o lezioni tematiche nell'ambito dei corsi di studio. È stato anche potenziato il sistema di selezione interna, il cosiddetto "Job Posting", che rappresenta un'importante opportunità per soddisfare le esigenze organizzative e le aspirazioni delle persone che lavorano in azienda. Tale sistema permette di promuovere la mobilità interna, la formazione di competenze trasversali, l'integrazione di culture e professionalità nei diversi Paesi in cui il Gruppo opera. Nel corso del 2018 è stata anche lanciata a livello globale una nuova piattaforma informatica per la gestione del processo, nel caso di selezioni sia interne sia esterne.

La digitalizzazione delle diverse aree di business svolge un ruolo chiave nell'ambito della strategia aziendale. Enel ha quindi avviato nel 2018 un programma per la diffusione delle competenze digitali, con l'obiettivo di coinvolgere l'intera popolazione aziendale entro il 2020 e mantenere costante tale percentuale nel 2021. In particolare, sono stati lanciati diversi programmi di formazione, tra cui "Digital Pills", disponibile sulla piattaforma aziendale online, articolato in 18 video-pillole della durata complessiva di un'ora sui seguenti capitoli: la trasformazione digitale, la metodologia agile, dati, metodologie per l'innovazione e digital revolution. Nell'ultimo anno è stato coinvolto il 35% della popolazione in iniziative volte allo sviluppo delle competenze digitali.

Il processo di valutazione delle performance quantitative e qualitative, nel 2018 ha visto coinvolto il personale del Gruppo a differenti livelli. Nel 2018 il processo è stato fortemente innovato in termini di logiche, strumento e frequenza, passando da un momento annuale di valutazione a un processo fluido di scambio e confronto, da una relazione duale (responsabile-collaboratore) allo scambio di feedback a 360° (responsabile/collaboratore/colleghi/membri team agile), spostando il focus verso la rete organizzativa rispetto a un modello gerarchico. In un contesto aziendale sempre più orientato all'apertura e alla condivisione, la filosofia del feedback risulta in linea con la vision del Gruppo. In particolare, nel 2018, per la valutazione qualitativa, che ha avuto a oggetto i quattro valori di Enel declinati nei 10 comportamenti Open Power agiti nel 2018, è stato coinvolto il 100% delle persone eleggibili e raggiungibili¹⁵, di cui è stato valutato il 99%. 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 gestione e valorizzazione del merito, il Gruppo Enel ha inoltre adottato da alcuni anni un processo di "talent management", che consente di gestire in maniera efficace la governance sulle posizioni manageriali facilitando il ricambio generazionale attraverso l'individuazione dei giovani in crescita. Obiettivo è valorizzare le differenze di genere, età, e stimolare l'osmosi funzionale per favorire la crescita dei colleghi e, quindi, del Gruppo. Il bacino dei talenti in crescita è quello preferenziale da cui attingere i nuovi manager, che sono nominati a seguito di una valutazione attitudinale e motivazionale utile a verificare l'allineamento tra il livello di responsabilità da affidare alla persona e il modello di management che l'azienda ritiene necessario per oggi e per il futuro, in linea con l'approccio Open Power.

Un elemento di ascolto importante all'interno dell'azienda è l'indagine di clima, che permette di raccogliere aree di miglioramento e suggerimenti su temi e aspetti della vita lavorativa. Nel corso del 2018 la formulazione dell'indagine è stata rivista prevedendo 20 domande suddivise in tre temi chiave: Benessere, Coinvolgimento e Sicurezza. Oltre l'86% della popolazione Enel¹⁶ ha partecipato a livello

¹⁵ Eleggibili e raggiungibili: coloro che hanno un contratto a tempo indeterminato e che sono risultati in forza e attivi per almeno tre mesi durante l'anno 2018.

¹⁶ Eleggibili e raggiungibili: coloro che hanno un contratto a tempo indeterminato e che sono risultati in forza e attivi per almeno tre mesi durante l'anno 2018. Non è stata coinvolta la società Eletropaulo perché acquisita nel corso dell'anno.

globale, valutando aspetti quali cortesia, rispetto, collaborazione, equilibrio vita professionale-lavorativa, motivazione,

meritocrazia e collaborazione. L'analisi delle informazioni permetterà di definire piani d'azione globali e locali.

Diversità e inclusione

L'impegno di Enel su diversità e inclusione è un percorso iniziato nel 2013 con l'emissione della politica sui diritti umani, cui è seguita la policy globale "Diversità e inclusione" approvata nel 2015.

L'approccio di Enel si fonda sui principi fondamentali di non discriminazione, pari opportunità e uguale dignità per tutte le forme di diversità, inclusione e bilanciamento tra vita privata e vita professionale.

L'applicazione della policy ha permesso di sviluppare progetti globali e locali di valorizzazione delle diversità di ge-

nere, età, nazionalità e disabilità, e di diffondere la cultura dell'inclusione a tutti i livelli e in tutti i contesti organizzativi. L'impatto della policy viene monitorato periodicamente su un dettagliato set di indicatori interni associati alle diverse azioni e dimensioni. In particolare, Enel si è data un obiettivo pubblico di assicurare un'equa rappresentanza dei due generi nelle fasi iniziali dei processi di selezione e recruiting (circa 50% al 2020). Nel 2018 è stata raggiunta, in linea con la traiettoria definita, la presenza del 39% di donne nei processi di selezione.

Relazioni responsabili con le comunità

Il settore energetico sta attraverso una profonda trasformazione e l'attenzione ai fattori sociali e ambientali unita a un approccio inclusivo permettono di creare valore nel lungo termine per l'azienda e per le comunità in cui opera. Un modello declinato lungo l'intera catena del valore: analizzando le necessità delle comunità fin dalle fasi di sviluppo di nuovi business; tenendo in considerazione i fattori sociali e ambientali nella realizzazione di cantieri sostenibili; gestendo gli asset e gli impianti per renderli piattaforme di sviluppo sostenibile dei territori in cui si trovano. Ulteriore evoluzione è costituita dalla estensione di tale approccio anche nel disegno, nello sviluppo e nella fornitura di servizi e prodotti energetici, contribuendo a costruire città sempre più sostenibili e facendo leva sull'accesso alle nuove tecnologie e su approcci di economia circolare.

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. Nel 2018 Enel, con più di 1.600 progetti e circa 7 milioni di beneficiari¹⁷, nei diversi Paesi in cui è presente, ha contribuito alla realizzazione di ecosistemi per assicurare l'accesso all'energia elettrica nelle aree rurali e a contrastare la povertà energetica (SDG 7), ha favorito lo sviluppo economico e sociale delle comunità (SDG 8) e promosso un'educazione di qualità (SDG 4).

Ciò anche grazie alle oltre 700 partnership con organizzazioni locali, imprese sociali, università, associazioni internazionali e organizzazioni non governative nei diversi Paesi.

Gestione dei clienti

La costante attenzione di Enel al cliente e l'impegno nel fornire prodotti e servizi di qualità sono importanti fattori che caratterizzano la relazione del Gruppo con i propri clienti nei diversi Paesi in cui opera. Nel 2018 il numero medio di clienti energia e gas è stato pari a circa 68 milioni, in crescita rispetto al 2017 soprattutto per l'acquisizione, in Brasile, di Eletropaulo.

La qualità della fornitura che Enel offre 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 realizza continui interventi di sviluppo e di efficientamento, in coordinamento con gli altri soggetti che operano sulle infrastrutture di rete, volti principalmente a ridurre il numero e la durata delle interruzioni del servizio.

¹⁷ Per beneficiari si intendono le persone a favore delle quali viene realizzato un progetto. Enel considera i soli beneficiari diretti relativi all'anno corrente. Il numero dei beneficiari e dei progetti considera le attività e i progetti svolti in tutte le aree in cui il Gruppo opera (comprese le società consolidate con metodo equity, le fondazioni e le onlus del Gruppo, e le società per le quali è stato applicato il meccanismo di BSO - "Build, Sell and Operate").





La leadership di un'azienda come Enel passa necessariamente attraverso la cura del cliente e l'attenzione per un servizio di qualità: aspetti che non si riferiscono soltanto alla fornitura di energia elettrica e/o gas naturale, ma anche e soprattutto agli aspetti intangibili del servizio relativi alla percezione e alla soddisfazione del cliente. 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. In tutti i Paesi in cui il Gruppo opera, infatti, vi sono forme di sostegno (spesso legate a iniziative statali) che agevolano alcune fasce della popolazione nel pagamento dei costi dell'elettricità e del gas, così da consentire un accesso paritario all'energia. In Spagna, Endesa nel 2018 ha attuato, per le fasce più vulnerabili, diversi accordi con le Amministrazioni locali per facilitare le forme di pagamento della fornitura di energia elettrica ed evitare la sospensione della stessa e l'applicazione di interessi di mora. Allo stesso modo, in Italia, già da diversi anni è prevista un'agevolazione per i clienti domestici in condizioni di disagio economico e – per il solo settore elettrico – per clienti che utilizzano apparecchiature elettromedicali “salvavita” (c.d. “Buono Sociale”).

Sono numerosi i processi che Enel ha definito per garantire con continuità un servizio di qualità ai clienti. In Italia la qualità commerciale di tutti i canali di contatto (servizio clienti telefonico, negozi e punti Enel, bollette, app, email, social media, account manager, fax) 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.

L'azienda, infine, conferma il proprio interesse verso la digitalizzazione, la fatturazione elettronica e i nuovi servizi. Con Enel X, Enel offre soluzioni innovative per i clienti residenziali (smart home, domotica, solare, caldaie, servizi di manutenzione, illuminazione ecc.), per la Pubblica Amministrazione (illuminazione pubblica, servizi di monitoraggio per le smart city, servizi di sicurezza ecc.), per i grandi clienti (demand response, consulenza ed efficienza energetica), e promuove la mobilità elettrica attraverso lo sviluppo di infrastrutture di ricarica pubblica e privata.

Clienti per area geografica

N. medio

	2018	2017	2018-2017	
Energia elettrica:				
- Italia	25.602.096	26.420.058	(817.962)	-3,1%
- Sud America ⁽¹⁾	22.585.296	18.044.215	4.541.081	25,2%
- Iberia	10.799.974	10.941.644	(141.670)	-1,3%
- Romania	2.921.353	2.782.014	139.339	5,0%
Totale clienti energia elettrica	61.908.719	58.187.931	3.720.788	6,4%
Gas naturale:				
- Italia	4.103.790	4.003.484	100.306	2,5%
- Spagna	1.589.630	1.550.424	39.206	2,5%
- Romania	35.012	2.421	32.591	-
Totale clienti gas naturale	5.728.432	5.556.329	172.103	3,1%

(1) L'aumento di clienti è da attribuirsi al Brasile, per l'acquisizione di Eletropaulo nel 2018.

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 principi di economicità, efficacia, tempestività e correttezza e trasparenza.

Il processo di acquisto svolge un ruolo centrale nella creazione del valore nelle sue diverse forme (sicurezza, risparmio, tempi, qualità, risultati, ricavi, flessibilità), grazie a una sempre maggiore interazione e integrazione con il mondo esterno e con le diverse parti dell'organizzazione aziendale. Nel 2018 il numero totale di fornitori con cui è stato stipulato un nuovo contratto è pari a oltre 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:

- sistema di qualificazione;
- condizioni generali di contratto;
- Vendor Rating.

Il sistema globale di qualificazione dei fornitori di Enel (al 31 dicembre 2018 più di 6.700 qualificazioni attive) 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.

Sono, inoltre, proseguite le attività per una sempre maggiore integrazione dei temi ambientali, sociali e di governance nella strategia della catena di fornitura, creando valore condiviso con i fornitori in una visione di economia circolare.



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.

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.

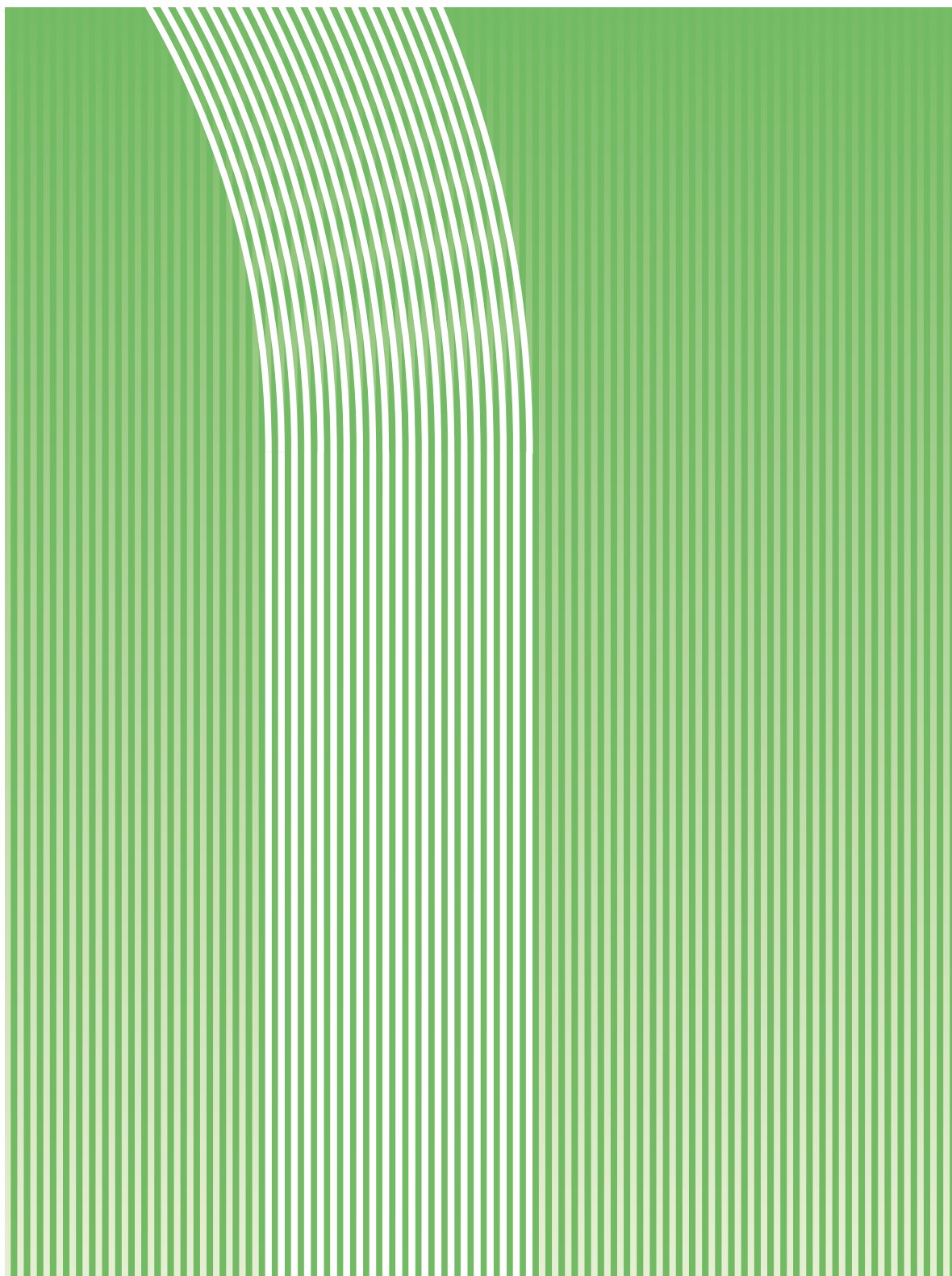
Per quanto attiene al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella nota 49 del Bilancio consolidato.

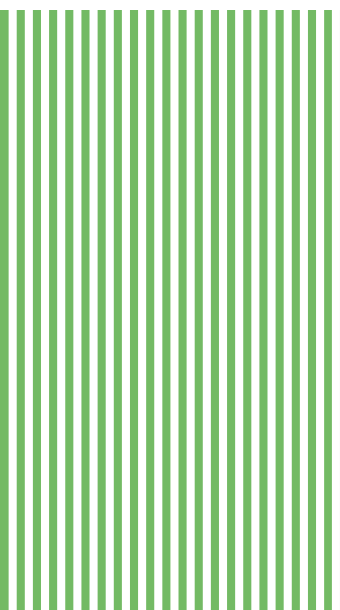
Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati

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 31.12.2018		al 31.12.2017	
Valori civilistici di Enel SpA	3.456	27.943	2.270	27.236
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate	(548)	(78.109)	53	(76.076)
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	7.263	73.975	5.875	73.608
Riserva di traduzione	-	(3.317)	-	(2.614)
Avviamento	(3)	14.273	-	13.745
Dividendi infragruppo	(4.836)	-	(4.471)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(543)	(3.045)	52	(1.104)
TOTALE GRUPPO	4.789	31.720	3.779	34.795
INTERESSENZE DI TERZI	1.561	16.132	1.550	17.366
BILANCIO CONSOLIDATO	6.350	47.852	5.329	52.161





03

Bilancio
consolidato



Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2018		2017	
			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	8.a	73.134	5.387	72.664	5.124
Altri ricavi e proventi	8.b	2.538	38	1.975	22
	[Subtotale]	75.672		74.639	
Costi					
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	9.a	35.728	7.737	36.039	7.761
Costi per servizi e altri materiali	9.b	18.870	2.644	17.982	2.664
Costo del personale	9.c	4.581		4.504	
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	9.d	1.096		-	
Ammortamenti e altri impairment	9.e	5.355		5.861	
Altri costi operativi	9.f	2.889	272	2.886	531
Costi per lavori interni capitalizzati	9.g	(2.264)		(1.847)	
	[Subtotale]	66.255		65.425	
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	10	483	10	578	27
Risultato operativo		9.900		9.792	
Proventi finanziari da contratti derivati	11	1.993		1.611	
Altri proventi finanziari	12	1.715	59	2.371	18
Oneri finanziari da contratti derivati	11	1.532		2.766	
Altri oneri finanziari	12	4.392	55	3.908	25
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	11, 12	168		-	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13	349		111	
Risultato prima delle imposte		8.201		7.211	
Imposte	14	1.851		1.882	
Risultato delle continuing operations		6.350		5.329	
Risultato delle discontinued operations		-		-	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		6.350		5.329	
Quota di interessenza del Gruppo		4.789		3.779	
Quota di interessenza di terzi		1.561		1.550	
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		0,47		0,37	
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		0,47		0,37	
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		0,47		0,37	
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		0,47		0,37	

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro	Note	2018	2017
Risultato netto dell'esercizio		6.350	5.329
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		(552)	(204)
Variazione del fair value dei costi di hedging		83	132
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		(57)	10
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI		(3)	(129)
Variazione della riserva di traduzione		(1.287)	(2.519)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Rimisurazione delle passività (attività) nette per benefici ai dipendenti		(120)	74
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese		12	-
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	34	(1.924)	(2.636)
Utile complessivo rilevato nell'esercizio		4.426	2.693
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		3.667	1.968
- di terzi		759	725





Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
ATTIVITÀ			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	16	76.631		74.937	
Investimenti immobiliari	19	135		77	
Attività immateriali	20	19.014		16.724	
Avviamento	21	14.273		13.746	
Attività per imposte anticipate	22	8.305		6.354	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	23	2.099		1.598	
Derivati	24	1.005		702	
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	25	346		-	
Altre attività finanziarie non correnti	26	5.769		4.002	
Altre attività non correnti	27	1.272		1.064	
	[Totale]	128.849		119.204	
Attività correnti					
Rimanenze	28	2.818		2.722	
Crediti commerciali	29	13.587	1.085	14.529	832
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	25	135		-	
Crediti per imposte sul reddito		660		577	
Derivati	24	3.914	52	2.309	11
Altre attività finanziarie correnti	30	5.160	21	4.614	3
Altre attività correnti	31	2.983	165	2.695	162
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	32	6.630		7.021	
	[Totale]	35.887		34.467	
Attività classificate come possedute per la vendita	33	688		1.970	
TOTALE ATTIVITÀ		165.424		155.641	

Milioni di euro	Note	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>	
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ					
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		10.167		10.167	
Altre riserve		1.700		3.348	
Utili e perdite accumulati		19.853		21.280	
	[Totale]	31.720		34.795	
Interessenze di terzi					
Totale patrimonio netto	34	47.852		52.161	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	35	48.983	804	42.439	893
Benefici ai dipendenti	36	3.187		2.407	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	37	5.181		4.821	
Passività per imposte differite	22	8.650		8.348	
Derivati	24	2.609		2.998	
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	25	6.306		-	
Altre passività non correnti	38	1.901	86	2.003	36
	[Totale]	76.817		63.016	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	35	3.616		1.894	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	35	3.367	89	7.000	89
Fondi rischi e oneri quota corrente	37	1.312		1.210	
Debiti commerciali	39	13.387	2.924	12.671	2.365
Debiti per imposte sul reddito		333		284	
Derivati	24	4.343	35	2.260	9
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	25	1.095	25	-	
Altre passività finanziarie correnti	40	788		954	
Altre passività correnti	42	12.107	69	12.462	37
	[Totale]	40.348		38.735	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita					
	33	407		1.729	
Totale passività		117.572		103.480	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		165.424		155.641	





Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (note 4 e 34)

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 costi di hedging	Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI
Al 31 dicembre 2016	10.167	7.489	2.034	2.262	(1.005)	(1.448)	-	106
Applicazione nuovi principi contabili (IFRS 9)	-	-	-	-	-	480	(480)	-
Al 1° gennaio 2017 restated	10.167	7.489	2.034	2.262	(1.005)	(968)	(480)	106
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(1.609)	(272)	132	(129)
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(1.609)	(272)	132	(129)
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2017 restated	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.614)	(1.240)	(348)	(23)
Applicazione nuovi principi contabili (IFRS 9 e IFRS 15)	-	-	-	-	-	-	-	3
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 1° gennaio 2018 restated	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.614)	(1.240)	(348)	(20)
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria	-	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	(94)	(14)	-	27
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(609)	(491)	90	9
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(609)	(491)	90	9
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2018	10.167	7.489	2.034	2.262	(3.317)	(1.745)	(258)	16

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
(12)	(706)	(2.398)	(1.170)	19.484	34.803	17.772	52.575
-	-	-	-	-	-	-	-
(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
-	-	-	-	(3.707)	(3.704)	(576)	(4.280)
-	-	-	-	212	212	362	574
(5)	(646)	(2.398)	(1.163)	17.785	31.303	17.152	48.455
-	-	-	-	(2.765)	(2.765)	(1.137)	(3.902)
-	-	-	-	73	73	143	216
-	-	17	(460)	-	(443)	(850)	(1.293)
-	(5)	-	-	(29)	(115)	65	(50)
(58)	(63)	-	-	4.789	3.667	759	4.426
(58)	(63)	-	-	-	(1.122)	(802)	(1.924)
-	-	-	-	4.789	4.789	1.561	6.350
(63)	(714)	(2.381)	(1.623)	19.853	31.720	16.132	47.852





Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2018		2017	
			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
Risultato prima delle imposte		8.201		7.211	
Rettifiche per:					
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	9.d	1.096		-	
Ammortamenti e altri impairment	9.e	5.355		5.861	
(Proventi)/Oneri finanziari	11, 12	2.048		2.692	
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13	(349)		(111)	
Variazioni del capitale circolante netto:		153		(1.265)	
- rimanenze	28	(117)		(112)	
- crediti commerciali	29	426	(253)	(1.530)	126
- debiti commerciali	39	734	559	65	(556)
- altre attività e passività derivanti da contratti con i clienti	25	750		-	
- altre attività e passività		(1.640)	71	312	106
Accantonamenti ai fondi		449		353	
Utilizzo fondi		(1.226)		(1.149)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	11, 12	1.768	59	2.898	18
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	11, 12	(4.342)	(55)	(4.747)	(25)
(Proventi)/Oneri netti da valutazione commodity		(71)		59	
Imposte pagate	14	(1.721)		(1.579)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze		(286)		(98)	
Cash flow da attività operativa (A)		11.075		10.125	
Investimenti in attività materiali non correnti	16	(6.908)		(7.226)	
Investimenti in attività immateriali	20	(1.351)		(1.273)	
Investimenti in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti		(271)		-	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	6	(1.472)		(900)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	6	424		216	
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento		(83)		(111)	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)		(9.661)		(9.294)	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	35	13.424		12.284	
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	35	(10.214)	(89)	(10.579)	(179)
Operazioni relative a non controlling interest		(1.402)		(478)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(3.444)		(2.873)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)		(1.636)		(1.646)	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		(185)		(390)	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		(407)		(1.205)	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio ⁽¹⁾		7.121		8.326	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio ⁽²⁾		6.714		7.121	

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7021 milioni di euro al 1° gennaio 2018 (8.290 milioni di euro al 1° gennaio 2017), "Titoli a breve" pari a 69 milioni di euro al 1° gennaio 2018 (36 milioni di euro al 1° gennaio 2017) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 31 milioni di euro al 1° gennaio 2018.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.630 milioni di euro al 31 dicembre 2018 (7.021 milioni di euro al 31 dicembre 2017), "Titoli a breve" pari a 63 milioni di euro al 31 dicembre 2018 (69 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 21 milioni di euro al 31 dicembre 2018 (31 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

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 2018 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 21 marzo 2019.

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 2018 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRSIC) 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 principi 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 includono gli investimenti in attività materiali e immateriali e le relative dismissioni, nonché in attività derivanti da contratti con i clienti riferite ad accordi per servizi in concessione. Includono altresì gli effetti delle business combinations in cui il Gruppo acquisisce o perde il controllo di società e 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

Principi contabili e criteri di valutazione

Uso di stime e giudizi del management

La redazione del Bilancio consolidato, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono aver effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e i giudizi del management si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; essi vengono adottati quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno, pertanto, potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la revisione interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui, invece, la stessa interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri. Al fine di una migliore comprensione del Bilancio, di seguito sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso di stime contabili e le fattispecie che risentono di una significativa componente del giudizio del management, evidenziando le principali assunzioni utilizzate nel loro processo di valutazione, nel rispetto dei sopra richiamati principi contabili internazionali. La criticità insita in tali valutazioni è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.

Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.

Uso di stime

Ricavi

I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti finali sono rilevati al momento della fornitura dell'elettricità o del gas 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 immessi nella rete di distribuzione e quelli fatturati nell'esercizio, calcolata tenendo conto delle eventuali perdite di rete. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, principalmente fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.

Piani pensionistici e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefici post-pensionamento.

I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.

Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.

Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non finanziarie

Il valore contabile delle attività non correnti viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica. 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 21.

In particolare, il valore recuperabile di un'attività non corrente si basa sulle stime e sulle assunzioni utilizzate per

la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e del tasso di attualizzazione applicato. Qualora si ritenga che il valore contabile di attività non correnti abbia subito una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e alla eventuale cessione futura, in base a quanto stabilito nel più recente piano aziendale.

I fattori utilizzati nel calcolo del valore recuperabile sono descritti più dettagliatamente nel successivo paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie". Tuttavia, possibili variazioni nella stima dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività non correnti è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

Perdite attese su attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, il Gruppo rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, gli strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, le attività derivanti da contratti con i clienti e tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment.

I fondi per perdite attese sulle attività finanziarie si basano su assunzioni riguardanti il rischio di default e le perdite attese. Nel formulare tali assunzioni e selezionare gli input per il calcolo della perdita attesa, il management utilizza il proprio giudizio professionale, basato sulla propria esperienza storica, sulle condizioni di mercato attuali, oltre che su stime prospettiche alla fine di ciascun periodo di riferimento del Bilancio.

La perdita attesa (Expected Credit Loss, ECL) – calcolata utilizzando la probabilità di default (PD), la perdita in caso di default (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di default (EAD) – è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi dei mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.

In particolare, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti (c.d. "contract assets") e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, il Gruppo applica l'approccio semplificato, calcolando le perdite attese su un periodo corrispondente alla vita residua del credito, generalmente pari a 12 mesi.

Sulla base dello specifico mercato di riferimento e del quadro normativo applicabile, nonché delle aspettative di recu-





però oltre i 90 giorni, per tali crediti, ai fini del calcolo delle perdite attese è applicata principalmente una definizione di default pari a 180 giorni di scaduto, in quanto, in base alle valutazioni del management, è considerato quale indicatore maggiormente rappresentativo dell'incremento significativo del rischio di credito. Di conseguenza, le attività finanziarie scadute da oltre 90 giorni non sono generalmente considerate in default, fatta eccezione per alcuni specifici settori commerciali regolamentati.

Per i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti, il Gruppo applica prevalentemente un approccio collettivo basato sul raggruppamento dei crediti in cluster, tenuto conto dello specifico contesto di business e regolatorio di riferimento. Il Gruppo adotta un approccio analitico solo per i crediti commerciali che il management considera singolarmente significativi e in presenza di specifiche informazioni sull'incremento significativo del rischio di credito.

In caso di valutazioni individuali, la PD è ottenuta prevalentemente da provider esterni.

Diversamente, in caso di valutazioni su base collettiva, i crediti commerciali sono raggruppati in base alle caratteristiche di rischio di credito condivise e informazioni sullo scaduto, considerando una specifica definizione di default.

In base a ciascun business e framework regolatorio locale, nonché alle differenze fra i portafogli di clienti, anche in termini di caratteristiche di rischio, di tassi di default e aspettative di recupero, sono definiti specifici cluster.

Si presuppone che le attività derivanti da contratti con i clienti presentino sostanzialmente le stesse caratteristiche di rischio dei crediti commerciali, a parità di tipologie contrattuali.

Al fine di misurare la ECL per i crediti commerciali su base collettiva, nonché per le attività derivanti da contratti con i clienti, il Gruppo considera le seguenti assunzioni riguardo ai parametri sottostanti:

- la PD, ipotizzata pari al tasso medio di default, è calcolata per cluster e considerando dati storici di almeno 24 mesi;
- la LGD è funzione dei tassi di recupero di ciascun cluster, attualizzata in base al tasso di interesse effettivo; e
- l'EAD è stimata pari al valore contabile alla data di riferimento del bilancio al netto dei depositi di cassa, comprese le fatture emesse ma non scadute e le fatture da emettere.

Sulla base delle specifiche valutazioni del management, la

rettifica forward looking potrà essere applicata considerando informazioni qualitative e quantitative al fine di riflettere eventi e scenari macroeconomici futuri, che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.

I dettagli degli assunti chiave e degli input utilizzati sono commentati nella nota 43 "Strumenti finanziari".

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 d'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 d'azienda relativo all'esercizio delle concessioni idro-

elettriche, risultano evidenti tutte le difficoltà legate all'applicazione pratica dei suddetti principi cui rimangono associate delle incertezze che non consentono di effettuare una stima affidabile del valore che potrà essere recuperato al termine delle attuali concessioni (valore residuo).

Pertanto, il management ha ritenuto di non poter procedere 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 47. 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 2018 il Bilancio consolidato comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi e a com-

ponenti 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 52 fornisce l'informativa delle passività potenziali maggiormente significative per il Gruppo.

Obbligazioni connesse agli impianti di generazione, ivi incluse quelle per smantellamento e ripristino siti

L'esercizio dell'attività di generazione può comportare obbligazioni da parte dell'esercente con riferimento ad attività e interventi futuri che dovranno essere sostenuti alla conclusione del periodo di funzionamento della centrale o dell'impianto.

Tali interventi possono afferire alle attività di smantella-





mento degli impianti e al ripristino *in bonis* dei siti sui quali essi insistono ovvero a obbligazioni di natura diversa, le quali discendono naturalmente dalla tecnologia di generazione adottata.

La natura di tali obbligazioni incide fortemente anche sul trattamento contabile cui le stesse vengono assoggettate. Nel caso degli impianti nucleari, dove tali oneri attendono sia ad attività di smantellamento sia allo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, la stima dei costi futuri rappresenta un processo critico in considerazione del fatto che si tratta di costi che verranno sostenuti in un arco temporale molto lungo, stimabile fino a 100 anni.

L'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che il Gruppo ritiene di dover pagare a fronte delle diverse obbligazioni assunte.

Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello cosiddetto "privo di rischio", al lordo delle imposte (risk free rate), e si basa sui parametri economici del Paese dove l'impianto è dislocato.

Tale passività è quantificata dal management sulla base della tecnologia esistente alla data di valutazione ed è rivista, ogni anno, tenendo conto dello sviluppo nelle tecniche di stoccaggio, smantellamento e ripristino, nonché della continua evoluzione delle leggi esistenti in materia di protezione della salute e della tutela ambientale.

Successivamente il valore dell'obbligazione è adeguato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima.

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 5 e 6, 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 all'avviamento, 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 2018", 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 regola quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
- controlla, tramite la proprietà o in un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Al fine di valutare l'applicabilità di tali disposizioni per il Gruppo, il management ha provveduto 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 operanti in Brasile.

Ricavi provenienti da contratti con clienti (rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15)

Individuazione del contratto

Il Gruppo analizza con cura le condizioni e i termini contrattuali a livello di giurisdizione locale al fine di determinare se un contratto esiste e se crea diritti e obbligazioni esigibili, così da applicare l'IFRS 15 solo a tali contratti.





Individuazione e adempimento delle obbligazioni di fare

Qualora un contratto preveda una molteplicità di beni e servizi promessi, il Gruppo valuta se questi devono essere rilevati separatamente o congiuntamente, considerando sia le caratteristiche individuali dei beni/servizi, sia la natura della promessa nel contesto contrattuale, tenuto conto di tutti i fatti e le circostanze relative al contratto specifico nel relativo contesto legale e regolamentare.

Per valutare quando un'obbligazione di fare è soddisfatta, il Gruppo valuta il momento in cui il controllo dei beni o servizi è trasferito al cliente, considerato principalmente dal punto di vista del cliente. Il Gruppo determina in primo luogo se l'obbligazione di fare risponde ai criteri per la rilevazione di ricavi nel corso del tempo. In caso di trasferimento del controllo nel corso del tempo, il Gruppo sceglie un metodo adeguato di valutazione dei progressi verso il completo adempimento dell'obbligazione di fare, in funzione sia della natura dei beni o servizi promessi sia dell'obbligazione di fare stessa. In caso di non soddisfacimento di nessuno dei criteri di adempimento dell'obbligazione nel corso del tempo, il Gruppo determina il momento in cui il cliente ottiene il controllo, verificando che complessivamente gli indicatori di trasferimento dello stesso ne indichino l'acquisizione da parte del cliente.

In particolare, considerato che il principio IFRS 15 modifica le principali nozioni e principi relativi alla rilevazione dei ricavi, il Gruppo ritiene che le previsioni del nuovo principio impongano una valutazione specifica con riferimento alle seguenti principali tipologie di ricavo:

→ i contratti di vendita di energia elettrica/gas ai clienti finali prevedono un'unica obbligazione di fare (vendita e trasporto della commodity) in quanto il Gruppo ha valutato che il contratto non fornisce beni/servizi distinti e che la promessa è soddisfatta con il trasferimento del controllo della commodity al cliente nel momento in cui la stessa è erogata al punto di consegna. Al fine di determinare la natura della promessa contenuta in tali contratti, il Gruppo analizza con attenzione i fatti e le circostanze applicabili a ciascun contratto e commodity. In ogni caso, il Gruppo considera che l'obbligazione di fare prevista da un contratto di servizio continuativo, quale un contratto di fornitura o trasporto di energia elettrica/gas a clienti finali, sia tipicamente adempiuta nel corso del tempo (perché il cliente riceve e consuma i benefici della commodity man mano che quest'ultima gli è consegnata) quale parte di una serie di beni/servizi

distinti (per esempio ciascuna unità di commodity) che sono sostanzialmente gli stessi e hanno la stessa modalità di trasferimento al cliente. In tali casi, per la rilevazione dei ricavi il Gruppo applica un metodo di valutazione basato sugli output così da rilevare ricavi per un importo pari a quello che ha il diritto di fatturare al cliente se tale importo corrisponde esattamente al valore, per il cliente, dell'obbligazione completata alla data di rilevazione;

→ i contributi ricevuti da clienti per la connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica o gas richiedono una valutazione specifica da parte del Gruppo che prenda in considerazione tutti i termini e le condizioni del contratto e che potrebbero variare da Paese a Paese in base al contesto, alla regolamentazione e alla normativa locale. Tale valutazione è finalizzata a valutare se il contratto include altri beni o servizi distinti, quali per esempio il diritto a ottenere l'accesso continuato all'infrastruttura per la fornitura della commodity o, in presenza di un contributo di connessione con "pagamento anticipato e non rimborsabile", corrisposto all'inizio del contratto o a una data vicina, un diritto significativo che dia origine a un'obbligazione di fare. In particolare, in alcuni Paesi in cui opera, il Gruppo valuta che la natura del corrispettivo ricevuto rappresenti un "pagamento anticipato e non rimborsabile" il cui pagamento riconosce al cliente un diritto significativo. Al fine di determinare se il periodo sul quale rilevare tale diritto significativo debba essere esteso oltre la durata contrattuale iniziale, il Gruppo prende in considerazione il quadro legale e regolamentare comunque applicabile al contratto e che interessa le parti. In tali casi, laddove esistano un'attribuzione implicita del diritto significativo al cliente e un'obbligazione che si trasferisce dal cliente iniziale a un nuovo cliente, il Gruppo rileva il contributo di connessione lungo un periodo di tempo che si estende oltre la relazione con il cliente iniziale, considerando la durata della concessione come il periodo durante il quale il cliente iniziale e qualsiasi altro cliente futuro possano beneficiare dell'accesso continuativo al servizio senza corrispondere ulteriori contributi di connessione aggiuntivi. Conseguentemente, il contributo è rilevato lungo il periodo in cui il pagamento crea per il Gruppo un'obbligazione di fare a prezzi inferiori rispetto a quelli disponibili ai futuri clienti (ovvero il periodo in cui si prevede che il cliente possa beneficiare dell'accesso continuativo al servizio senza dover corrispondere al rinnovo un ulteriore pagamento anticipato);

→ i lavori su ordinazione di norma comprendono un'obbli-

gazione di fare che viene adempiuta nel corso del tempo; per tali contratti, il Gruppo generalmente considera adeguato l'uso di un metodo di valutazione dei progressi basato sugli input, a meno che un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo diverso. In tali casi, il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost) è considerato come il metodo migliore per rappresentare l'obbligazione di fare del Gruppo completata alla data di riferimento del bilancio.

Determinazione del prezzo dell'operazione

Per determinare se un contratto comprende un corrispettivo variabile (ovvero, un corrispettivo che può variare o dipende dal verificarsi o meno di un evento futuro), il Gruppo fa riferimento a tutti i fatti e circostanze applicabili. Nella stima del corrispettivo variabile, il Gruppo utilizza il metodo che consente di prevedere meglio l'importo del corrispettivo al quale avrà diritto, applicandolo in modo uniforme per tutta la durata del contratto e a contratti simili, anche utilizzando tutte le informazioni a sua disposizione, e aggiornando tale stima fino a che non sia risolta l'incertezza. Il Gruppo include nel prezzo dell'operazione i corrispettivi variabili stimati solo nella misura in cui è altamente probabile che quando successivamente sarà risolta l'incertezza associata al corrispettivo variabile non si verifichi un significativo aggiustamento al ribasso dell'importo dei ricavi cumulati rilevati.

Valutazione "principal/agent"

Il Gruppo considera di agire in qualità di "agent" in taluni contratti in cui non ha la responsabilità principale per l'adempimento del contratto e pertanto non controlla i beni e servizi prima del loro trasferimento ai clienti. Per esempio, il Gruppo agisce in qualità di "agent" in taluni contratti relativi a servizi di connessione alla rete dell'energia elettrica/gas e ad altre attività collegate in funzione dell'assetto regolamentare o normativo locale.

Ripartizione del prezzo dell'operazione

Nei contratti che prevedono più di un'obbligazione di fare (per esempio contratti di vendita "bundled"), in generale il Gruppo ripartisce il prezzo dell'operazione fra le diverse obbligazioni di fare in proporzione al prezzo di vendita a sé stante dei beni o servizi distinti inclusi nelle obbligazioni di fare. Il Gruppo determina i prezzi di vendita a sé stanti tenendo conto di tutte le informazioni e usando i prezzi osservabili quando sono disponibili sul mercato o, in mancanza di ciò, avvalendosi di un metodo di stima che massi-

mizza l'utilizzo di input osservabili e applicandolo in modo uniforme in circostanze analoghe.

Se il Gruppo valuta che un contratto comprende un'opzione su beni o servizi aggiuntivi (per esempio programmi di fidelizzazione della clientela od opzioni di rinnovo) che riconosce al cliente un diritto significativo, il prezzo dell'operazione è allocato a tale opzione considerando che questa rappresenti un'obbligazione di fare aggiuntiva.

Costi del contratto

Il Gruppo capitalizza i soli costi incrementali per l'ottenimento del contratto con un cliente rientrante nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15 (direttamente correlati a un contratto identificato e sostenuti solo in caso di ottenimento del contratto) se prevede di recuperarli, attraverso i rimborsi (recupero diretto) o i margini (recuperabilità indiretta). Il Gruppo valuta la recuperabilità dei costi incrementali per l'ottenimento di un contratto sia a livello di singolo contratto sia per gruppo di contratti, se tali costi sono associati a un gruppo di contratti.

Il Gruppo supporta la recuperabilità di tali costi in base alla propria esperienza con altre operazioni simili e valutando fattori diversi, tra cui potenziali rinnovi, modifiche e contratti successivi con lo stesso cliente.

Il Gruppo ammortizza tali costi sulla durata media del rapporto con il cliente. Al fine di determinare tale periodo atteso di ottenimento di benefici derivanti dal contratto, il Gruppo si avvale della sua esperienza storica (per esempio il "tasso di abbandono"), indicazioni previsionali desumibili da contratti simili e informazioni disponibili sull'andamento del mercato.

Classificazione e valutazione delle attività finanziarie

Alla data di rilevazione iniziale, al fine di classificare le attività finanziarie, come attività finanziarie al costo ammortizzato, al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo e al fair value rilevato a Conto economico, il management valuta le caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento unitamente al modello di business adottato per gestire le attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa.

Al fine di valutare le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali dello strumento, il management effettua "SPPI test" a livello di singolo strumento per definire se lo stesso generi flussi di cassa che rappresentano solamente pagamento di capitale e interessi, effettuando specifiche valutazioni sulle clausole contrattuali degli strumenti finanziari



così come analisi quantitative, qualora necessarie.

Il modello di business determina se i flussi di cassa deriveranno dall'incasso degli stessi in base al contratto, dalla vendita delle attività finanziarie o da entrambi.

Per maggiori dettagli, si rinvia alla nota 43 "Strumenti finanziari".

Hedge accounting

L'hedge accounting è applicato ai derivati al fine di riflettere in bilancio gli effetti delle strategie di risk management.

A tale scopo, il Gruppo documenta all'inception della transazione la relazione tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto, così come l'obiettivo e la strategia di risk management. Inoltre, il Gruppo valuta, sia all'inception della relazione sia su base sistematica, se gli strumenti di copertura sono altamente efficaci nel compensare le variazioni nel fair value o nei flussi di cassa degli elementi coperti. Sulla base del giudizio degli Amministratori, la valutazione dell'efficacia basata sull'esistenza di una relazione economica tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti, sulla dominanza del rischio di credito sulle variazioni di valore e sull'hedge ratio, così come la misurazione dell'inefficienza, è valutata mediante un'assessment qualitativo o un calcolo quantitativo, a seconda degli specifici fatti e circostanze e delle caratteristiche degli strumenti di copertura e degli elementi coperti.

In relazione alle coperture dei flussi di cassa di transazioni future, il management valuta e documenta che le stesse sono altamente probabili e presentano una esposizione alle variazioni dei flussi di cassa che impatterà il Conto economico.

Per maggiori dettagli sulle assunzioni chiave sulla valutazione dell'efficacia e la misurazione dell'inefficienza, si rinvia alla nota 46.1 "Derivati designati come strumenti di copertura".

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 2018 sono elaborati in accordo con i principi contabili adottati dalla Capogruppo.

Se una società controllata utilizza principi contabili diversi da quelli adottati nel Bilancio consolidato per operazioni e fatti simili in circostanze simili, al fine del consolidamento il bilancio di tale società viene opportunamente rettificato per garantire la conformità ai principi contabili di Gruppo.

Le attività, le passività, i ricavi e i costi di società controllate acquisite o dismesse durante l'esercizio sono inclusi o esclusi dal Bilancio consolidato rispettivamente dalla data in cui il Gruppo ottiene o perde il controllo dell'impresa controllata.

Il risultato dell'esercizio e le altre componenti di Conto economico complessivo sono attribuiti agli azionisti della Capogruppo e ai terzi anche se i risultati attribuiti a questi ultimi presentano una perdita.

Le attività, le passività, gli elementi del patrimonio netto, gli utili, le perdite e i flussi di cassa relativi a transazioni infragruppo sono completamente eliminati.

Le variazioni nella quota di possesso in partecipazioni in imprese controllate che non implicano la perdita del controllo

sono rilevate come operazioni sul capitale rettificando la quota attribuibile agli azionisti della Capogruppo e quella ai terzi per riflettere la variazione della quota di possesso. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato o incassato e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisito o venduto viene rilevata direttamente nel patrimonio netto consolidato.

Quando il Gruppo perde il controllo, l'eventuale partecipazione residua nella società precedentemente controllata viene rimisurata al fair value (con contropartita il Conto economico) alla data in cui si perde il controllo. Inoltre, la quota delle OCI riferita alla controllata di cui si perde il controllo è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

Partecipazioni in società collegate e joint arrangement

Per joint venture (società a controllo congiunto) si intendono le società su cui il Gruppo detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette delle stesse. Per controllo congiunto si intende la condivisione del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Per società collegate si intendono le società su cui il Gruppo esercita un'influenza notevole. L'influenza notevole è il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate e le joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto (equity method).

Con l'applicazione di tale metodo, tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo allocando nel valore contabile delle stesse l'eventuale avviamento emergente dalla differenza tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza del Gruppo nel fair value netto delle attività e delle passività alla data di acquisizione; tale avviamento non viene sottoposto separatamente a verifica per riduzione di valore.

Successivamente, il costo della partecipazione è rettificato per rilevare la quota di pertinenza del Gruppo dell'utile (perdita) complessivo della collegata o joint venture, realizzato a partire dalla data di acquisizione. Le componenti di Conto economico complessivo relative a tali partecipazioni sono presentate come specifiche voci delle altre componenti di Conto economico complessivo del Gruppo.

I dividendi ricevuti da partecipazioni in imprese collegate e joint venture sono contabilizzati a rettifica del valore contabile della partecipazione.

Gli utili e le perdite derivanti da transazioni tra il Gruppo e una società collegata o joint venture sono rilevati nel Bilancio consolidato soltanto limitatamente alla quota 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 principi contabili di Gruppo.

Successivamente all'applicazione del metodo del patrimonio netto, il Gruppo valuta se è necessario rilevare un impairment relativo alla partecipazione nella collegata o joint venture. Se vi sono indicazioni che la partecipazione ha subito una perdita di valore, il Gruppo determina l'ammontare dell'impairment quale differenza tra il valore recuperabile e il valore contabile della partecipazione stessa.

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 valute diverse 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 le passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite usando il tasso di cambio alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e le 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 di cambio eventualmente emergenti sono rilevate a Conto economico.

Nel determinare il tasso di cambio a pronti da utilizzare per la rilevazione iniziale della collegata attività, costo o ricavo (o parte di esso) per la cancellazione di un'attività o passività non monetaria relativa al pagamento anticipato, la data dell'operazione è quella in cui il Gruppo rileva inizialmente l'attività o passività non monetaria associata al pagamento anticipato.

Nel caso di molteplici pagamenti o incassi anticipati, il Gruppo deve determinare la data dell'operazione per ogni anticipo versato o ricevuto.

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 bilan-

ci 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 IFRS 9, sono rilevate a Conto economico. I corrispettivi potenziali che non rientrano nell'ambito di applicazione dello IFRS 9 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 richiesto o consentito dai principi contabili internazionali, il Gruppo applica l'IFRS 13.

Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (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 utilizzando le assunzioni che gli operatori di mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. Gli operatori di mercato sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di concludere 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, 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 impiegarla nel suo massimo e migliore 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, compreso tra l'altro anche il rischio di credito proprio del Gruppo;
- 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 di altri servizi correlati sono rilevati al fair value alla data in cui il controllo è ottenuto.

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 affluiscono 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	10-70 anni
Fabbricati e opere civili inclusi in impianti	10-100 anni
Centrali idroelettriche:	
- condotte forzate	7-85 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	5-60 anni
- altre opere idrauliche fisse	5-100 anni
Centrali termoelettriche:	
- caldaie e componenti ausiliari	3-59 anni
- componenti turbogas	3-59 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	3-59 anni
- altre opere idrauliche fisse	3-62 anni
Centrali nucleari	50 anni
Centrali geotermoelettriche:	
- torri refrigeranti	20-25 anni
- turbine e generatori	25-30 anni
- parti turbina a contatto con il fluido	10-25 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	20-40 anni
Impianti di produzione da fonte eolica:	
- torri	20-30 anni
- turbine e generatori	20-30 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	15-30 anni
Impianti di produzione da fonte solare:	
- macchinario meccanico ed elettrico	20-30 anni
Impianti di illuminazione pubblica e artistica:	
- impianti di illuminazione pubblica	10-20 anni
- impianti di illuminazione artistica	20 anni
Linee di trasporto	12-50 anni
Stazioni di trasformazione	20-55 anni
Impianti di distribuzione:	
- linee di alta tensione	10-60 anni
- cabine primarie	5-55 anni
- reti di media e bassa tensione	5-50 anni
Contatori:	
- contatori elettromeccanici	3-34 anni
- gruppi di misura bilancio energia	3-30 anni
- contatori elettronici	6-35 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 (*i.e.* alla data in cui il destinatario ottiene il controllo) o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è calcolato come differenza tra i corrispettivi netti della dismissione, determinati secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, 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.

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 contabilizza le infrastrutture rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 tra gli "Immobili, impianti e macchinari"; il Gruppo rileva e misura ricavi in conformità con l'IFRS 15 per i servizi che esegue. In particolare, secondo le caratteristiche dell'accordo per servizi in concessione, quando il Gruppo fornisce servizi per la realizzazione o il miglioramento, rileva:





- attività finanziarie, se il Gruppo 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 Gruppo 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".

Tuttavia, per i servizi relativi alla realizzazione/miglioramento, entrambe le tipologie di corrispettivo sono generalmente classificate come attività derivanti da contratti con i clienti durante il periodo di realizzazione/miglioramento.

Per maggiori dettagli circa tali corrispettivi, si rimanda alla nota 8 "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 in presenza di un bene identificato.

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 di 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 47 "Attività misurate al fair value".

Gli investimenti immobiliari sono eliminati contabilmente o quando sono stati dismessi (alla data in cui il ricevente ne ottiene il controllo) o quando sono definitivamente ritirati dall'uso e nessun beneficio economico futuro è atteso dalla loro dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è calcolato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, determinato secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Le riclassifiche alla, o dalla, voce "Investimenti immobiliari", sono ammesse solo in caso di un cambio d'uso supportato da evidenze.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri. Sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.

I costi di sviluppo interno sono rilevati come attività immateriale quando il Gruppo è ragionevolmente sicuro circa la fattibilità tecnica di completare l'attività immateriale, che ha la capacità e l'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 espresse al netto del fondo di 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 per l'uso.

Di conseguenza, le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso non sono ammortizzate ma sono sottoposte a verifica annuale di recuperabilità (impairment test).

Le attività immateriali 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 continua 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 (alla data in cui il ricevente ne ottiene il controllo) 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, determinato secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali, distinte fra generate internamente e acquistate, è di seguito dettagliata:

Costi di sviluppo:	
- generati internamente	2-26 anni
- acquisiti	3-26 anni
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo opere dell'ingegno:	
- generati internamente	3-10 anni
- acquisiti	2-50 anni
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili:	
- generati internamente	20 anni
- acquisiti	1-40 anni
Attività immateriali da accordi per servizi in concessione:	
- generate internamente	-
- acquisite	5 anni
Altre attività immateriali:	
- generate internamente	2-28 anni
- acquisite	1-28 anni

Il Gruppo presenta tra le attività immateriali anche i costi per l'ottenimento dei contratti rilevati secondo quanto previsto dall'IFRS 15.

Il Gruppo capitalizza tali costi solo se:

- i costi sono incrementali, nel senso che non sarebbero stati sostenuti dal Gruppo se il contratto non fosse stato ottenuto;
- il Gruppo prevede di recuperarli.

In particolare, il Gruppo capitalizza di norma le commissioni di vendita riconosciute agli agenti se i criteri di capitalizzazione sono soddisfatti.

I costi per l'ottenimento dei contratti capitalizzati sono ammortizzati sistematicamente, coerentemente con il modello di trasferimento dei beni o servizi cui si riferiscono, e sono soggetti a una verifica di recuperabilità (impairment test) per rilevare eventuali perdite di valore nella misura in cui il valore contabile di tali attività ecceda il relativo valore recuperabile.

Il Gruppo ammortizza i costi per l'ottenimento dei contratti capitalizzati a quote costanti lungo il periodo di beneficio atteso dal contratto (ovvero, la durata media del rapporto con il cliente); eventuali variazioni nei criteri di ammortamento sono rilevate prospetticamente.

Il Gruppo non sostiene costi per l'adempimento del contratto che siano idonei alla capitalizzazione.





Avviamento

L'avviamento emergente dall'acquisizione di società controllate, rappresenta l'eccedenza tra il corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, e l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza rispetto al valore netto degli importi delle attività e passività identificabili nell'acquisita stessa valutate al fair value. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è assoggettato ad ammortamento, ma sottoposto a verifica almeno annuale di recuperabilità secondo le modalità descritte nella successiva nota "Impairment delle attività non finanziarie". Ai fini dell'impairment test, l'avviamento è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna cash generating unit identificata.

L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate e a joint venture è incluso nel valore di carico di tali attività.

Impairment delle attività non finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, le attività non finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di indicatori di un'eventuale riduzione del loro valore. Qualora esistano, si procede, per ogni attività interessata, alla stima del relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.

Nel determinare il valore recuperabile degli immobili, impianti e macchinari, degli investimenti immobiliari, delle attività immateriali e dell'avviamento, il Gruppo applica generalmente il criterio del valore d'uso.

Per valore d'uso si intende il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati per l'attività oggetto di valutazione. Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro, rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività.

I flussi finanziari futuri attesi utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sul più recente piano industriale, approvato dal management e contenente le previsioni di volumi, ricavi, costi operativi e investimenti.

Queste previsioni coprono il periodo dei prossimi cinque anni; conseguentemente, i flussi di cassa relativi agli esercizi successivi sono determinati sulla base di un tasso di crescita che non eccede il tasso di crescita media previsto per il settore e il Paese.

Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione

alla cash generating unit cui tale attività appartiene.

Qualora il valore di iscrizione dell'attività, o della relativa cash generating unit cui essa è allocata, sia superiore al suo valore recuperabile, è riconosciuta una perdita di valore rilevata a Conto economico nella voce "Ammortamenti e impairment". Le perdite di valore di una cash generating unit sono imputate 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 CO₂) non utilizzati per la compliance del periodo di riferimento. Relativamente alle quote di emissioni di CO₂, le rimanenze sono segregate tra il portafoglio destinato al trading e quello destinato alla compliance degli obblighi di emissione dei gas clima-alteranti. All'interno di quest'ultimo, le predette quote sono preventivamente allocate in sottoportafogli in base allo specifico anno di compliance cui sono destinate.

Nell'ambito delle rimanenze sono inoltre rilevate le giacenze di combustibile nucleare il cui utilizzo è determinato sulla base dell'energia prodotta.

I materiali e gli altri beni di consumo (comprensivi delle commodity energetiche) posseduti per essere utilizzati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione, qualora ci si attenda che il prodotto finito nel quale verranno incorporati sarà venduto a un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

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 l'IFRS 9.

Un'attività o una passività finanziaria è rilevata nel Bilancio consolidato quando, e solo quando, il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento (*i.e.* trade date).

I crediti commerciali derivanti da contratti con la clientela, nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15, sono inizialmente valutati al prezzo della transazione (come definito nell'IFRS 15) se tali crediti non contengono una componente finanziaria significativa o quando il Gruppo applica l'espedito pratico consentito dall'IFRS 15.

Diversamente, il Gruppo valuta inizialmente le attività finanziarie diverse dai crediti summenzionati al loro fair value più, nel caso di un'attività finanziaria non al fair value rilevato a Conto economico, i costi di transazione.

Le attività finanziarie sono classificate, alla data di rilevazione iniziale, come attività finanziarie al costo ammortizzato, al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo e al fair value rilevato a Conto economico, sulla base sia del modello di business adottato dal Gruppo sia delle caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento.

A tal fine, la verifica finalizzata a stabilire se lo strumento generi flussi di cassa rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi (*i.e.* SPPI) è definita "SPPI test"

e viene eseguita a livello di singolo strumento.

Il modello di business del Gruppo per la gestione delle attività finanziarie riguarda il modo in cui il Gruppo gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa. Il modello di business determina se i flussi di cassa deriveranno dall'incasso degli stessi in base al contratto, dalla vendita delle attività finanziarie o da entrambi.

Ai fini della valutazione successiva, le attività finanziarie sono classificate in quattro categorie:

- attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito);
- attività finanziarie al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo con riciclo degli utili e perdite cumulate (strumenti di debito);
- attività finanziarie designate al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo senza riciclo degli utili e perdite cumulati all'atto dell'eliminazione contabile (strumenti di capitale); e
- attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico.

Attività finanziarie al costo ammortizzato

Sono classificati in tale categoria principalmente i crediti commerciali, gli altri crediti e i crediti finanziari.

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un modello di business il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali e i cui termini contrattuali prevedono, a date specifiche, pagamenti di flussi di cassa rappresentati esclusivamente da capitale e interessi sul capitale da rimborsare.

Tali attività sono inizialmente rilevate al fair value, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato utilizzando il tasso di interesse effettivo, e sono soggette a impairment.

Gli utili e le perdite da cancellazione contabile dell'attività, da modifica o da rettifica per impairment sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI) - strumenti di debito

In tale categoria sono principalmente classificati i titoli di debito quotati detenuti dalla società di riassicurazione del Gruppo e non classificati come posseduti per la negoziazione.

Le attività finanziarie valutate al fair value rilevato a Conto economico complessivo sono attività detenute in un modello di business il cui obiettivo è sia quello di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di vendere le attività finanziarie e i cui flussi di cassa contrattuali generano, a data specifiche, flussi



di cassa rappresentati esclusivamente da pagamenti di capitale e di interesse sul capitale da rimborsare.

Le variazioni di fair value di tali attività finanziarie sono rilevate a Conto economico complessivo così come le rettifiche per impairment, senza ridurre il relativo valore contabile.

Quando un'attività finanziaria viene cancellata contabilmente (per esempio al momento della vendita), gli utili e le perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto (con l'esclusione dell'impairment e degli utili e delle perdite su cambi da rilevare a Conto economico) sono riclassificati a Conto economico.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI) - strumenti di capitale

In tale categoria sono principalmente classificate le partecipazioni in società non quotate irrevocabilmente designate come tali al momento della rilevazione iniziale.

Gli utili e le perdite di tali attività finanziarie non saranno mai riciclati a Conto economico. Il Gruppo può trasferire l'utile o la perdita cumulata all'interno del patrimonio netto.

Gli strumenti di capitale designati al fair value rilevato a Conto economico complessivo non sono assoggettati a impairment.

I dividendi su tali investimenti sono rilevati a Conto economico a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di una parte del costo dell'investimento.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

In tale categoria sono classificati principalmente: titoli, partecipazioni in altre società, investimenti finanziari detenuti in fondi detenuti per la negoziazione e attività finanziarie designate al fair value rilevato a Conto economico all'atto della rilevazione iniziale.

Le attività finanziarie classificate al fair value rilevato a Conto economico sono:

- attività finanziarie con flussi di cassa che non sono rappresentati esclusivamente da pagamenti di capitale e interesse, indipendentemente dal modello di business;
- attività finanziarie detenute per la negoziazione in quanto acquistate o detenute principalmente al fine di essere vendute o riacquistate entro breve termine;
- strumenti di debito designati all'atto della rilevazione iniziale, in base all'opzione prevista dall'IFRS 9 (fair value option) se tale scelta elimina, o riduce in misura significativa, un accounting mismatch;
- strumenti derivati, compresi i derivati impliciti, detenuti

per la negoziazione o non designati come efficaci strumenti di copertura.

Tali attività finanziarie sono inizialmente rilevate al fair value, e successivamente gli utili e le perdite derivanti da variazioni del loro fair value sono rilevati a Conto economico.

In questa categoria sono incluse anche le partecipazioni in società quotate che il Gruppo non ha designato irrevocabilmente come al fair value rilevato a OCI. Anche i dividendi su partecipazioni in società quotate sono rilevati fra gli altri proventi nel prospetto di Conto economico quando viene definito il diritto al pagamento.

Le attività finanziarie che si qualificano come corrispettivi potenziali sono ugualmente valutate al fair value rilevato a Conto economico.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, il Gruppo rileva un fondo per le perdite attese su: i crediti commerciali e altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, gli strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, le attività derivanti da contratti con i clienti e tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment.

In base all'IFRS 9, dal 1° gennaio 2018 il Gruppo applica un nuovo modello di impairment basato sulla determinazione delle perdite attese (ECL) utilizzando un approccio forward looking. In sostanza, il modello prevede:

- l'applicazione di un unico framework di riferimento a tutte le attività finanziarie;
- la rilevazione delle perdite attese su base continuativa e l'aggiornamento dell'importo di tali perdite alla fine di ogni esercizio, in modo da riflettere le variazioni di rischio di credito dello strumento finanziario;
- la valutazione delle perdite attese sulla base di tutte le informazioni ragionevolmente ottenibili senza costi eccessivi, in relazione agli eventi passati, alle condizioni correnti e alle previsioni sulle condizioni future.

Per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti (c.d. "contract assets") e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, il Gruppo applica l'approccio semplificato, calcolando le perdite attese su un periodo corrispondente alla vita residua del credito, generalmente pari a 12 mesi.

Per tutte le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, attività derivanti da contratti con i clienti e crediti per leasing, il Gruppo applica l'approccio generale in base all'IFRS 9, basato sulla valutazione di un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale. Secondo

tale approccio, il fondo perdite attese su attività finanziarie è rilevato per un ammontare pari alle perdite attese per l'intera vita residua del credito, se il rischio di credito su tali attività finanziarie è aumentato significativamente, rispetto al momento della rilevazione iniziale, considerando tutte le informazioni ragionevolmente dimostrabili, ivi inclusi i dati prospettici.

Se, alla data di riferimento del bilancio, il rischio di credito sulle attività finanziarie non è aumentato in modo significativo rispetto alla rilevazione iniziale, il Gruppo misura il fondo per perdite attese per un importo pari alle perdite attese a 12 mesi.

Per le attività finanziarie per cui, alla data di riferimento del precedente esercizio, il Gruppo aveva rilevato un fondo perdite attese pari alle perdite attese sull'intera vita residua dello strumento, il Gruppo rileva un fondo di importo pari alle perdite attese a 12 mesi qualora la condizione di incremento significativo del rischio di credito venga meno.

Il Gruppo rileva a Conto economico, come perdita o ripristino di valore, l'importo delle perdite (o rivalutazioni) attese necessarie per rettificare il fondo perdite attese alla data di riferimento del bilancio ai sensi dell'IFRS 9.

Il Gruppo applica l'esenzione del low credit risk, evitando la rilevazione di un fondo perdite pari alle perdite attese per l'intera durata residua dello strumento a seguito di un incremento significativo del rischio di credito, a strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, la cui controparte vanta una solida capacità finanziaria di adempiere ai propri obblighi contrattuali (*i.e.* titoli "investment grade").

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Tale categoria comprende depositi disponibili a vista o a brevissimo termine, così come gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità prontamente convertibili in un ammontare noto di cassa e soggetti a un irrilevante rischio di variazione di 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

Tale categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, leasing finanziari e strumenti di debito.

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono rilevate 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.

Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

Le passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico includono le passività finanziarie detenute per la negoziazione e le passività finanziarie designate al momento della rilevazione iniziale al fair value rilevato a Conto economico.

Le passività finanziarie sono classificate come "detenute per la negoziazione" quando sono assunte con la finalità di un loro riacquisto a breve termine. In questa categoria sono compresi anche gli strumenti finanziari derivati stipulati dal Gruppo e non designati quali strumenti di copertura in base all'IFRS 9. I derivati impliciti scorporati dal contratto ospite sono anch'essi classificati come al fair value rilevato a Conto economico a eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come efficace strumento di copertura.

Gli utili o le perdite delle passività al fair value rilevato a Conto economico sono rilevati a Conto economico.

Le passività finanziarie che all'atto della iscrizione iniziale sono designate come al fair value rilevato a Conto economico sono designate come tali alla data di prima rilevazione, solo se i criteri dell'IFRS 9 sono rispettati.

In tal caso, la parte della variazione di fair value attribuibile al proprio rischio di credito è rilevata nell'ambito del Conto economico complessivo.

Il Gruppo non ha designato alcuna passività finanziaria al fair value rilevato a Conto economico, alla rilevazione iniziale.

Le passività finanziarie che si qualificano come corrispettivi potenziali sono anche esse valutate al fair value rilevato a Conto economico.

Derecognition delle attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie sono eliminate contabilmente ogni qualvolta si verifici una delle seguenti condizioni:

- il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa connessi all'attività è scaduto;
- il Gruppo ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici connessi all'attività, trasferendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dall'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti a uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dall'IFRS 9 (c.d. "pass through test");
- il Gruppo non ha né trasferito né mantenuto sostanzial-





mente tutti i rischi e benefici connessi all'attività finanziaria ma ne ha trasferito il controllo.

Le passività finanziarie sono eliminate contabilmente quando sono estinte, ossia quando l'obbligazione contrattuale è adempiuta, cancellata o prescritta.

Quando una passività finanziaria esistente viene sostituita da un'altra verso lo stesso creditore a condizioni sostanzialmente diverse, o le condizioni di una passività esistente sono sostanzialmente modificate, tale sostituzione o modifica viene trattata come un'eliminazione contabile della passività originaria e la rilevazione di una nuova passività. La differenza tra i rispettivi valori contabili è rilevata a Conto economico.

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 "sottostante", 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" all'interno di "Altri modelli di business" 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 rinvia alla nota 46 "Derivati ed 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 fair value rilevato a Conto economico 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 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.

Un derivato implicito in un contratto ibrido contenente un'attività finanziaria ospite non viene rilevato separatamente in quanto l'attività finanziaria ospite con derivato implicito deve essere classificata nella sua interezza come un'attività finanziaria al fair value rilevato a Conto economico.

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 dell'IFRS 9 e quindi rilevati come contratti esecutivi, in base alla "own use exemption".

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 dall'IFRS 9 o se sono stati sottoscritti per "own use".

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.

Iperinflazione

In caso di economia iperinflazionata, il Gruppo rettifica le poste non monetarie, il patrimonio netto e le poste derivanti da contratti indicizzati, fino al limite del loro valore recuperabile, utilizzando un indice dei prezzi che riflette le variazioni del generale potere di acquisto.

Gli effetti dell'applicazione iniziale sono rilevati a patrimonio netto degli effetti fiscali. Viceversa, durante il periodo di iperinflazione (fino alla sua cessazione), il risultato (utile o perdita) delle rettifiche è rilevato a Conto economico con separata indicazione tra gli oneri e i proventi finanziari.

A partire dal corrente esercizio, tale principio trova concreta applicazione con riferimento alle operazioni detenute dal Gruppo in Argentina, la cui economia è stata dichiarata iperinflazionaria a partire dal 1° luglio 2018. In forza di ciò, e in applicazione dei dettami dello standard IAS 29, il Gruppo ha rilevato gli effetti della sua adozione dalla data di inizio dell'esercizio (1° gennaio 2018).

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 uti-

lizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie. Se non esiste un mercato profondo di titoli obbligazionari di aziende primarie nella valuta in cui l'obbligazione è espressa, viene utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici.

La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Se le attività a servizio del piano eccedono il valore attuale della relativa passività a benefici definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale cap).

Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefici definiti, gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività, il rendimento delle attività a servizio del piano (al netto degli associati interessi attivi) e l'effetto del massimale di attività – asset ceiling – (al netto degli associati interessi attivi) sono rilevati nell'ambito delle altre componenti del Conto economico complessivo (OCI), quando si verificano. Per gli altri benefici a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevati a Conto economico.

In caso di modifica di un piano a benefici definiti o di introduzione di un nuovo piano, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (past service cost) è rilevato immediatamente a Conto economico.

I dipendenti, inoltre, beneficiano di piani a contribuzione definita per i quali il Gruppo paga contributi fissi a una entità distinta (un fondo) e non avrà un'obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi se il fondo non disponesse di risorse sufficienti a pagare tutti i benefici per i dipendenti relativi all'attività lavorativa svolta nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Tali piani sono generalmente istituiti con lo scopo di incrementare le prestazioni pensionistiche successivamente alla fine del rapporto di lavoro. I costi relativi a tali piani sono rilevati a Conto economico sulla base della contribuzione effettuata nel periodo.

Termination benefit

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro, sia per decisione aziendale sia per scelta volontaria del lavoratore previa erogazione di tali benefici, sono rilevate nella data più immediata tra le seguenti:

- il momento in cui il Gruppo non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e
- il momento in cui il Gruppo rileva i costi di una ristrutturazione che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 37





e implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Altrimenti, se si prevede che i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefici a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

Fondi rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare è stimabile in modo attendibile. Se l'effetto è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario.

Laddove si supponga che tutte le spese, o una parte di esse, richieste per estinguere un'obbligazione vengano rimborsate da terzi, l'indennizzo, se virtualmente certo, è rilevato come un'attività distinta.

Se la passività è connessa allo smantellamento degli impianti e/o ripristino del sito in cui gli stessi insistono, il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento della predetta attività materiale.

Se la passività è connessa allo smaltimento e allo stoccaggio delle scorie e di altri scarti di materiali radioattivi, il fondo è rilevato in contropartita ai costi operativi di riferimento.

Il Gruppo potrebbe fornire una garanzia connessa alla vendita di un prodotto (sia esso bene o servizio) nell'ambito di contratti con i clienti rientranti nel dominio di applicazione dell'IFRS 15, ai sensi del contratto, delle norme di legge o confor-

memente alla sua abituale pratica commerciale. In questo caso, il Gruppo valuta se la garanzia fornisca al cliente l'assicurazione che il prodotto, oggetto di garanzia, funzionerà come previsto dalle parti, perché è conforme alle specifiche concordate, oppure se la garanzia fornisca anche un servizio in aggiunta alla conformità del prodotto alle specifiche concordate.

A seguito della valutazione effettuata, se il Gruppo determina che è fornita una garanzia assicurativa, quando trasferisce il prodotto al cliente il Gruppo rileva separatamente una passività e un corrispondente onere, che rappresenta un costo addizionale per la fornitura dei beni o servizi, senza attribuire alcuna parte del prezzo dell'operazione (e, quindi, dei ricavi) alla garanzia. La passività è misurata e presentata come un fondo per rischi e oneri.

In caso contrario, se il Gruppo determina che la garanzia fornisce un servizio aggiuntivo, il Gruppo contabilizza la garanzia promessa come un'obbligazione di fare conformemente alle previsioni dell'IFRS 15, rilevando la passività derivante dal contratto come ricavo, lungo il periodo in cui è fornito il servizio, e i relativi costi quando sono sostenuti.

Infine, qualora la garanzia includa un elemento sia di assicurazione sia di servizio e il Gruppo non può ragionevolmente contabilizzarli separatamente, il Gruppo contabilizza entrambe le garanzie insieme come un'unica obbligazione di fare.

Per i contratti i cui costi non discrezionali necessari per adempiere alle obbligazioni assunte sono superiori ai benefici economici che si suppone siano ottenibili dal contratto (contratti onerosi), il Gruppo rileva un accantonamento pari al minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempimento del contratto. Le variazioni di stima degli accantonamenti al fondo sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, a eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da variazioni del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate a incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile.

Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto economico.

Per maggiori dettagli sui criteri di stima adottati nella determinazione della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, e in particolare per lo smantellamento degli impianti nucleari e per lo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, si rinvia allo specifico paragrafo nell'ambito di "Uso di stime".

Contributi pubblici

I contributi pubblici, inclusi i contributi non monetari valutati al fair value, sono rilevati quando esiste una ragionevole certezza che saranno ricevuti e che il Gruppo rispetterà tutte le condizioni previste dal Governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali per la loro erogazione. Il beneficio di un finanziamento pubblico a un tasso di interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al fair value e il contributo pubblico è misurato come differenza tra il valore contabile iniziale e la provvista ricevuta. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.

I contributi pubblici sono rilevati a Conto economico, con un criterio sistematico, negli esercizi in cui il Gruppo rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare. Quando il Gruppo riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo sia il bene al fair value dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.

I contributi pubblici in conto impianti, inclusi quelli sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie, ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (per esempio immobili, impianti, macchinari o immobilizzazioni immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Certificati ambientali

Alcune società del Gruppo sono interessate dalle normative nazionali relative ai certificati verdi e ai certificati di efficienza energetica (c.d. "certificati bianchi"), nonché dall'"emission trading system" istituito a livello europeo.

I certificati verdi, 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, con conseguente decremento delle relative rimanenze.

Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti dagli obblighi normativi relativi ai certificati verdi, ai certificati di efficienza energetica e alle quote di emissioni di CO₂, il Gruppo applica il cosiddetto "net liability approach".

Tale trattamento contabile prevede che i certificati ambientali ricevuti gratuitamente e quelli autoprodotti nell'ambito dello svolgimento dell'attività aziendale, destinati all'adempimento della compliance, siano rilevati al valore nominale (valore nullo). Inoltre, gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) i certificati mancanti per adempiere all'obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico, per competenza, nell'ambito degli altri costi operativi, in quanto rappresentano "oneri di sistema" conseguenti all'adempimento di un obbligo normativo.

Attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita e discontinued 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 classifi-



cazione 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 del Gruppo derivano prevalentemente da contratti con clienti rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15. Il Gruppo rileva tali ricavi in modo da rappresentare fedelmente il trasferimento dei beni e servizi promessi ai clienti, per un ammontare che riflette il corrispettivo cui il Gruppo si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti.

Il Gruppo applica questo principio cardine utilizzando un modello costituito da cinque fasi (step):

- individuazione del contratto con il cliente (step 1).

Il Gruppo applica l'IFRS 15 ai contratti con clienti ricompresi nell'ambito di applicazione del principio quando il contratto crea diritti e obbligazioni esigibili e soddisfa tutti i seguenti criteri:

- le parti hanno approvato il contratto e si sono impegnate ad adempiere le rispettive obbligazioni;
- i diritti a beni o servizi e le condizioni di pagamento sono identificabili;

- il contratto ha sostanza commerciale;
- è probabile che il Gruppo riceva il corrispettivo cui prevede di avere diritto.

Al fine di valutare tali criteri, il Gruppo considera tutti i fatti e le circostanze, fra cui i seguenti elementi:

- un contratto è un accordo tra due o più parti che crea diritti e obbligazioni esigibili;
- l'esigibilità dei diritti e delle obbligazioni nel contratto è disciplinata dalla legge;
- il contratto può essere scritto, orale o derivare implicitamente dalle pratiche commerciali abituali del Gruppo;
- le pratiche e le procedure di conclusione dei contratti con i clienti variano da una giurisdizione all'altra, da un settore all'altro e da un'entità all'altra. Inoltre, possono variare anche all'interno del Gruppo stesso (per esempio in funzione della categoria di clienti o della natura dei beni o servizi promessi);
- il Gruppo tiene conto di tali pratiche e procedure per determinare se e quando l'accordo con il cliente crea diritti e obbligazioni esigibili.

Se tali criteri non sono soddisfatti, eventuali corrispettivi ricevuti dai clienti vanno rilevati come anticipi;

→ individuazione delle obbligazioni di fare (step 2).

Il Gruppo identifica tutti i beni o servizi promessi nel contratto, distinguendoli in obbligazioni di fare da contabilizzare distintamente se essi sono per loro natura tali da poter essere distinti e se sono distinti nell'ambito del contratto.

Come eccezione, il Gruppo contabilizza come unica obbligazione di fare una serie di beni o servizi distinti che sono sostanzialmente uguali e che presentano le stesse modalità di trasferimento al cliente nel corso del tempo.

Nel valutare l'esistenza e la natura delle obbligazioni di fare, il Gruppo considera tutti gli elementi del contratto di cui allo step 1.

Per ciascun bene o servizio distinto, il Gruppo determina se agisce in qualità di "principal" o "agent"; a seconda che, rispettivamente, controlli o meno il bene o il servizio promesso prima che il controllo degli stessi sia trasferito al cliente. Fra gli indicatori di controllo figurano (a) l'aver la responsabilità primaria della fornitura dei beni o servizi al cliente, (b) l'assunzione del rischio di magazzino e (c) la discrezionalità nella definizione dei prezzi per i beni o servizi. Quando il Gruppo agisce in qualità di "agent", i ricavi sono rilevati su base netta, corrispondenti agli onorari o alle commissioni cui si aspetta di avere diritto;

→ determinazione del prezzo dell'operazione (step 3).

Il prezzo dell'operazione rappresenta l'importo del corri-

spettivo cui si ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento al cliente dei beni o servizi promessi, esclusi gli importi riscossi per conto terzi (per esempio alcune imposte sulle vendite e l'imposta sul valore aggiunto).

Il Gruppo determina il prezzo dell'operazione all'inizio del contratto (utilizzando i termini contrattuali legalmente applicabili e senza considerare l'eventualità che il contratto venga annullato, rinnovato o modificato) e lo rettifica in ciascun esercizio per tenere conto di eventuali cambiamenti delle circostanze.

Nel determinare il prezzo dell'operazione, il Gruppo considera se il prezzo dell'operazione include:

- corrispettivi variabili, quando il corrispettivo cui il Gruppo ha diritto in virtù del contratto può variare o il prezzo pattuito è fisso ma il diritto del Gruppo al corrispettivo dipende dal verificarsi o dal non verificarsi di un evento futuro. L'importo del corrispettivo variabile stimato compreso nel prezzo dell'operazione è limitato all'importo per cui è altamente probabile che, quando successivamente sarà risolta l'incertezza associata al corrispettivo variabile, non si verifichi un significativo aggiustamento al ribasso dell'importo dei ricavi cumulati rilevati;
- corrispettivi non monetari ricevuti da un cliente, valutati al fair value;
- un corrispettivo da pagare al cliente che rappresenta una riduzione del prezzo dell'operazione, a meno che non sia un pagamento per beni o servizi distinti ricevuti da quel cliente;
- una componente di finanziamento significativa che può esistere se il momento del pagamento non corrisponde al momento del trasferimento dei beni o servizi al cliente. Il Gruppo non tiene conto degli effetti di una componente di finanziamento significativa se all'inizio del contratto si aspetta che l'intervallo di tempo tra il momento in cui trasferirà al cliente il bene o servizio promesso e il momento in cui il cliente effettuerà il relativo pagamento non supererà un anno;

→ ripartizione del prezzo dell'operazione (step 4).

All'inizio del contratto il Gruppo ripartisce il prezzo dell'operazione fra le diverse obbligazioni di fare individuate, per riflettere l'importo del corrispettivo cui si aspetta di avere diritto in cambio del trasferimento dei beni o servizi promessi.

Quando il contratto include un'opzione per l'acquisto di beni o servizi aggiuntivi che rappresenta un diritto significativo (un diritto significativo esiste se il cliente è in grado di ottenere l'opzione solo stipulando il contratto e l'op-



zione fornisce al cliente la possibilità di ottenere i beni o servizi aggiuntivi a un prezzo inferiore rispetto ai loro prezzi di vendita a sé stanti), il Gruppo alloca il prezzo dell'operazione a tale obbligazione di fare (ossia, l'opzione) e differisce i relativi ricavi al momento in cui ha luogo il trasferimento di tali beni o servizi futuri o la scadenza dell'opzione.

Il Gruppo, generalmente, ripartisce il prezzo dell'operazione sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio promesso nel contratto (ovvero, il prezzo al quale il Gruppo venderebbe quel bene o servizio separatamente al cliente);

→ rilevazione dei ricavi (step 5).

Il Gruppo rileva i ricavi quando (o man mano che) ciascuna obbligazione di fare è soddisfatta con il trasferimento del bene o servizio promesso al cliente, ovvero quando il cliente ne acquisisce il controllo (ossia, la capacità di decidere dell'uso dei beni o servizi e di trarne sostanzialmente tutti i benefici rimanenti o di impedire ad altri di fare altrettanto).

Come primo step, il Gruppo determina se uno dei criteri di adempimento dell'obbligazione nel corso del tempo è soddisfatto:

- il cliente riceve e utilizza simultaneamente i benefici derivanti dalla prestazione man mano che il Gruppo la effettua;
- la prestazione del Gruppo crea o migliora un'attività che il cliente controlla man mano che l'attività è creata o migliorata; o
- la prestazione del Gruppo non crea un'attività che presenta un utilizzo alternativo per il Gruppo, e il Gruppo ha il diritto esigibile al pagamento della prestazione completata fino alla data considerata.

Per ogni obbligazione di fare adempiuta nel corso del tempo, il Gruppo rileva i ricavi nel corso del tempo valutando i progressi verso l'adempimento completo dell'obbligazione utilizzando:

- un metodo basato sugli output, ovvero sulla valutazione diretta del valore che hanno per il cliente i beni o servizi trasferiti fino alla data considerata rispetto ai beni o servizi promessi nel contratto che rimangono da trasferire;
- un metodo basato sugli input, ovvero sugli sforzi o input impiegati dal Gruppo per adempiere l'obbligazione di fare rispetto al totale degli input previsti per l'adempimento dell'obbligazione di fare.

Il Gruppo applica un unico e medesimo metodo di valutazione dei progressi realizzati dall'inizio del contratto

fino al suo completo adempimento, in modo uniforme a obbligazioni di fare analoghe e in circostanze analoghe.

Nel caso in cui non è in grado di valutare ragionevolmente i progressi compiuti verso l'adempimento completo dell'obbligazione di fare, il Gruppo rileva i ricavi solo nella misura dei costi sostenuti che sono considerati recuperabili.

Se l'obbligazione di fare non è adempiuta nel corso del tempo, il Gruppo determina il momento in cui il cliente acquisisce il controllo del bene o servizio, considerando anche i seguenti indicatori:

- un'obbligazione attuale a pagare;
- possesso materiale;
- titolo di proprietà;
- rischi e benefici della proprietà; e
- accettazione dell'attività.

Se il Gruppo adempie l'obbligazione di fare trasferendo beni o servizi al cliente prima che quest'ultimo paghi il corrispettivo o prima che il pagamento sia dovuto, il Gruppo rileva un'attività derivante da contratti con i clienti in relazione al diritto di ottenere il corrispettivo in cambio dei beni o servizi trasferiti al cliente.

Se il cliente paga il corrispettivo prima che si verifichi il trasferimento dei beni o servizi al cliente medesimo, il Gruppo rileva una passività derivante da contratti con i clienti nel momento in cui è effettuato il pagamento (o in cui il pagamento è dovuto); tale passività sarà rilevata come ricavo quando il Gruppo adempie l'obbligazione di fare prevista dal contratto.

Per quanto riguarda i criteri generali utilizzati per la rilevazione dei ricavi ai sensi dei precedenti principi, si rimanda alle note illustrative al Bilancio al 31 dicembre 2017.

In particolare, i criteri utilizzati, secondo l'IFRS 15 e i principi precedenti per le principali fattispecie, sono riepilogati come segue:

→ ricavi delle vendite di beni:

- ai sensi dei principi precedenti, sono rilevati quando i rischi e benefici rilevanti della proprietà dei beni sono trasferiti al cliente;
- ai sensi dell'IFRS 15, sono rilevati nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dei beni, se il Gruppo considera che la vendita di tali beni è adempiuta in un determinato momento;

→ ricavi per la vendita e trasporto di energia elettrica/gas:

- ai sensi dei principi precedenti, sono rilevati quando le commodity sono erogate al cliente (cliente finale) e si

riferiscono ai quantitativi forniti nell'esercizio, ancorché non fatturati, e sono determinati utilizzando opportune stime oltre che letture periodiche. Ove applicabile, tali ricavi si basano sulle tariffe e relativi vincoli fissati per legge o dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e da analoghi organismi esteri, in vigore nel periodo di riferimento;

- ai sensi dell'IFRS 15, la rilevazione dei ricavi risulta generalmente analoga, pur basandosi su una valutazione sottostante diversa. Ciò deriva dal fatto che questi contratti prevedono di solito una unica obbligazione di fare (ossia, una serie) soddisfatta nel corso del tempo per la quale il Gruppo applica un metodo di valutazione dei progressi realizzati basato sugli output in modo tale da rilevare i ricavi per l'importo che ha diritto a fatturare al cliente, se tale importo corrisponde direttamente al valore che le prestazioni completate fino alla data considerata hanno per il cliente;
- ricavi per le prestazioni di servizi:
 - ai sensi dei principi precedenti, 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 della transazione. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi sono rilevati solo fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;
 - ai sensi dell'IFRS 15, sono rilevati sulla base dei progressi verso il completo adempimento dell'obbligazione di fare, valutati con un adeguato metodo che meglio riflette tali progressi, se il Gruppo considera che l'obbligazione è adempiuta nel corso tempo. Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) sia adatto a misurare i progressi, tranne nei casi in cui un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo alternativo, che rifletta meglio l'adempimento dell'obbligazione di fare in questione;
- ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica e del gas, sia monetari sia in natura:
 - ai sensi dei principi precedenti, sono rilevati in un'unica soluzione al completamento delle attività di connessione se è identificato solo il servizio di connessione. 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, 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 utilizzato per fornire tali servizi;

- ai sensi dell'IFRS 15, sono rilevati in base all'adempimento delle obbligazioni di fare previste dal contratto. L'identificazione di beni o servizi distinti richiede un'attenta analisi dei termini e condizioni dei contratti di connessione che possono variare da Paese a Paese, in base al contesto, alla normativa e alle regolamentazioni locali. Per finalizzare tale valutazione, il Gruppo considera non solo le caratteristiche dei beni/servizi stessi (ossia il bene o servizio è per sua natura tale da poter essere distinto), ma anche le promesse implicite per le quali il cliente ha una valida aspettativa poiché le considera parte integrante dell'accordo contrattuale, ossia i beni/servizi che il cliente si aspetta di ricevere e per i quali ha pagato (ossia, la promessa di trasferire al cliente il bene o servizio può essere distinta da altre promesse contenute nel contratto). Per ulteriori dettagli su questo tema, si rimanda al paragrafo "Giudizi del management";
- ricavi per lavori su ordinazione:
 - ai sensi dei principi precedenti, quando il risultato può essere stimato con attendibilità ed è probabile che il contratto sarà redditizio, i ricavi 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 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;

- ai sensi dell'IFRS 15, sono rilevati nel corso del tempo se il Gruppo ritiene che la commessa preveda un'obbligazione di fare il cui adempimento avviene nel corso del tempo, valutando i progressi verso il completo adempimento di tale obbligazione mediante l'utilizzo di un metodo appropriato che meglio descriva tali progressi. Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) sia adatto a valutare i progressi, tranne nei casi in cui un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo alternativo, che rifletta meglio l'adempimento dell'obbligazione di fare in questione.

L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato come un'attività derivante da contratti con i clienti; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato come una passività derivante da contratti con i clienti.

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 al fair value rilevato a Conto economico complessivo, 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 riverterà, 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 ri-

levate 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

Principi contabili di recente emanazione

Nuovi principi contabili applicati nel 2018

Il Gruppo ha adottato i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2018.

→ "IFRS 9 - *Strumenti finanziari*"; emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, comprensivo delle "Modifiche all'IFRS 9: Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa" emesso a ottobre 2017 e che il Gruppo ha deciso di applicare a partire dal 1° gennaio 2018, sostituisce lo "IAS 39 - Strumenti finanziari: Rilevazione e Valutazione" e sostituisce totalmente la versione precedente.

→ "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, e dei "Chiarimenti dell'IFRS 15 Ricavi provenienti da contratti con i clienti"; emesso ad aprile 2016, che introduce alcune modifiche al principio al fine di chiarire alcuni espedienti pratici e alcuni temi discussi nell'ambito del Joint Transition Resource Group costituito tra IASB e FASB. Il nuovo standard sostituisce "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 applica a tutti i contratti con i clienti, a eccezione di alcune esclusioni (per esempio contratti di leasing e di assicurazione, strumenti finanziari ecc.).

→ "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 esempio 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.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato.

→ "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 com-



ponenti di Conto economico (OCI), piuttosto che a Conto economico, la volatilità che dovrebbe emergere dall'applicazione dell'IFRS 9 ("overlay approach").

Il Gruppo ha deciso di non esercitare l'opzione di esenzione temporanea per l'applicazione dell'IFRS 9 al settore assicurativo.

- "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. L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.
- "IFRIC 22 - *Operazioni in valuta estera e anticipi*", 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). L'applicazione di tali disposizioni non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato.
- "*Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016*"; emesso a dicembre 2016; il documento contiene modifiche formali e chiarimenti su principi esistenti. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IFRS 1 - *Prima adozione degli International Financial Reporting Standards*"; le modifiche hanno eliminato le "esenzioni a breve termine" inerenti alla transizione all'IFRS 7, allo IAS 19 e all'IFRS 10;
 - "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.
 L'applicazione di tali disposizioni non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato.
- "IAS 29 - *Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate*", emesso a luglio 1989; il principio definisce essenzialmente i criteri per la valutazione, presentazione

e disclosure dei bilanci, incluso il bilancio consolidato, di società la cui valuta funzionale è la valuta di un'economia iperinflazionata. Dal 1° gennaio 2018, il Gruppo ha applicato il principio ai bilanci delle società argentine.

Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei nuovi principi, modifiche ai principi e interpretazioni la cui data di efficacia è successiva al 31 dicembre 2018.

- "IFRS 16 - *Leasing*", emesso a gennaio 2016, sostituisce lo "IAS 17 - Leasing", nonché l'"IFRIC 4 - Determinare se un accordo contiene un leasing", il "SIC 15 - Leasing operativo - Incentivi" e il "SIC 27 - La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing". L'"IFRS 16 - Leasing" è stato omologato dall'Unione Europea con il Regolamento UE 2017/1986 del 31 ottobre 2017.

L'IFRS 16 individua i principi per la rilevazione, la valutazione e l'esposizione nel bilancio dei contratti di leasing, nonché l'informativa da fornire. Prevede inoltre che i locatari contabilizzino tutti i contratti di leasing con un unico metodo di rilevazione contabile simile a quello previsto per i leasing finanziari ai sensi dello IAS 17.

Alla data di decorrenza del leasing, il locatario deve rilevare una passività per l'obbligo a effettuare i pagamenti dovuti per il leasing ("passività del leasing") e un'attività consistente nel diritto all'utilizzo del bene sottostante durante la durata del leasing (attività per il diritto d'uso). Il locatario deve inoltre rilevare gli interessi relativi alla passività del leasing separatamente dagli ammortamenti dell'attività consistente nel diritto d'uso.

Il locatario dovrà rideterminare gli ammontari della passività del leasing al verificarsi di taluni eventi (per esempio una modifica della durata del leasing, una variazione del valore dei pagamenti futuri dovuta a un cambiamento di un indice o tasso utilizzato per determinare tali pagamenti). In generale, le rideterminazioni degli ammontari della passività del leasing comportano una rettifica anche dell'attività per il diritto d'uso.

In precedenza, il Gruppo rilevava i costi per i contratti di leasing operativo a quote costanti lungo la durata del leasing ed eventuali attività e passività solo nella misura in cui vi era una differenza temporale tra i pagamenti effettuati per i contratti di leasing e gli oneri rilevati a Conto economico.

Con riferimento al soggetto locatore, l'IFRS 16 lascia sostanzialmente invariati i requisiti di rilevazione contabile previsti dallo IAS 17. I locatori continueranno a classificare i contratti di leasing utilizzando lo stesso principio di classificazione dello IAS 17 distinguendo tra leasing operativi e leasing finanziari.

Con riferimento alla rilevazione dei contratti di leasing nel bilancio dei locatori, il principio prevede due casistiche di esclusione: i leasing su beni di "modico valore" (per esempio personal computer) e i contratti di locazione a breve termine (cioè contratti di locazione di durata pari o inferiore a 12 mesi). L'IFRS 16 si applica agli esercizi aventi inizio dal 1° gennaio 2019 o successivamente.

Il Gruppo non ha optato per l'applicazione anticipata dell'IFRS 16 nel proprio Bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018. Inoltre, al fine di valutare il possibile impatto derivante dall'applicazione dell'IFRS 16 nell'esercizio di prima applicazione, il Gruppo ha istituito un team di progetto che ha esaminato tutti i contratti di leasing presenti nel Gruppo alla luce delle nuove regole di contabilizzazione previste dall'IFRS 16. In particolare, il Gruppo ha identificato e adottato uno specifico applicativo informatico con cui gestire i nuovi requisiti contabili previsti dall'IFRS 16, rivedendo altresì le proprie procedure interne al fine di assicurarne la conformità con il nuovo quadro contabile.

Quale risultato preliminare del team di progetto, il Gruppo ha valutato i possibili impatti derivanti dall'applicazione iniziale dell'IFRS 16 sul proprio Bilancio consolidato, come descritto di seguito.

Il nuovo principio contabile impatterà sostanzialmente tutte le società del Gruppo che detengono contratti di leasing. Le principali fattispecie contrattuali emerse sono rappresentate dalla locazione di terreni e fabbricati, autovetture e altri mezzi di trasporto e locazioni di macchinari tecnici.

Considerata la complessità richiesta per la valutazione dei contratti di leasing, unita alla loro durata a lungo termine, la stima dei potenziali impatti del nuovo principio ha imposto un significativo ricorso al giudizio professionale. In particolare, le principali ipotesi utilizzate sono:

- identificazione della componente di servizio nell'ambito dei contratti di leasing;
- valutazione di eventuali opzioni di rinnovo previste nei

contratti, valutate congiuntamente alla probabilità di esercizio di opzioni di risoluzione anticipata;

- identificazione di eventuali pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi per determinare se tali variazioni possono avere un impatto sui futuri pagamenti per il leasing e sull'ammontare dell'attività per il diritto d'uso;
- stima del tasso di attualizzazione per calcolare il valore attuale dei canoni di leasing.

Quest'ultimo è pari al tasso di finanziamento marginale del locatario, quando il tasso di interesse implicito nei contratti di leasing non può essere determinato facilmente. In sede di transizione, come consentito dal principio, il Gruppo ha utilizzato il tasso di finanziamento marginale del locatario alla data del 1° gennaio 2019. Tale tasso corrisponde a quello che il locatario dovrebbe pagare per un prestito con durata simile e garanzie simili, necessario per ottenere un'attività di valore simile all'attività consistente nel diritto di utilizzo in un contesto economico simile, e può essere determinato a livello di singolo contratto o di portafoglio di contratti. L'aspetto dell'IFRS 16 che ha richiesto il maggior ricorso al giudizio professionale da parte del Gruppo Enel riguarda la determinazione del tasso di finanziamento marginale per la stima del valore attuale dei canoni del leasing alla data di prima adozione. In tale contesto, l'approccio del Gruppo Enel per la determinazione del tasso di finanziamento marginale si è basato sulla valutazione del tasso privo di rischio, che considera i flussi contrattuali in valuta, la durata contrattuale e il contesto economico in cui è stato negoziato il contratto di leasing e il credit spread adjustment, al fine di calcolare un tasso di finanziamento marginale specifico per il locatario. Tale tasso è stato altresì oggetto di eventuali ulteriori rettifiche per quei contratti di leasing in cui il valore del bene sottostante è in grado di mitigare il rischio di insolvenza per il locatore.

In sede di prima adozione, il Gruppo ha scelto di avvalersi delle fattispecie di esclusione consentite dal principio relative ai contratti di leasing con durata inferiore ai 12 mesi dalla data di prima applicazione e ai contratti di modico valore il cui importo è stato stimato essere non significativo. Per esempio, il Gruppo detiene in leasing alcune attrezzature per ufficio (quali PC, stampanti e fotocopiatrici) considerate di modico valore.

Per la transizione al nuovo principio contabile, il Gruppo ha deciso di utilizzare i seguenti espedienti pratici:

- applicazione del principio ai contratti precedentemen-



- te identificati come leasing ai sensi dello IAS 17 e dell'IFRIC 4;
- adozione dell'approccio retroattivo modificato secondo il quale il Gruppo ha rilevato l'effetto cumulato derivante dalla prima adozione dell'IFRS 16 a rettifica al saldo di apertura degli utili a nuovo al 1° gennaio 2019, senza alcuna rideterminazione dei dati dell'esercizio comparativo;
 - valutazione della passività per il leasing al valore attuale dei pagamenti residui, utilizzando come tasso di attualizzazione il tasso di finanziamento marginale al 1° gennaio 2019 delle società del Gruppo locatarie;
 - rilevazione delle attività per diritto d'uso alla data di prima applicazione per un importo pari alla passività per il leasing rettificata dell'ammontare di eventuali risconti o ratei attivi derivanti da tali contratti e rilevati nello Stato patrimoniale immediatamente precedente la data di prima adozione;
 - possibilità di verificare la recuperabilità delle attività per diritto d'uso al 1° gennaio 2019 sulla base della valutazione effettuata in merito all'onerosità dei contratti di leasing in accordo alle disposizioni dello IAS 37.

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, il Gruppo ha stimato che riconoscerà ulteriori passività per contratti di leasing per un ammontare pari a circa 1,4 miliardi di euro al 1° gennaio 2019.

In particolare, tale incremento di passività per i contratti di leasing, per effetto della prima adozione dell'IFRS 16, è riconducibile principalmente ai diritti di utilizzo connessi agli immobili e ai diritti di superficie degli impianti da fonte rinnovabile.

Segue una riconciliazione tra i pagamenti minimi dovuti per il leasing presentati in base ai requisiti dello IAS 17 e l'impatto dell'IFRS 16 in base alle informazioni disponibili al 1° gennaio 2019:

Miliardi di euro	
Pagamenti minimi per contratti di leasing - IAS 17	2,4
Media ponderata del tasso di attualizzazione	6,5%
Effetto dell'attualizzazione	1,0
Passività per leasing - IFRS 16	1,4

- "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 diversamente 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 nutrire 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.

- "Amendments to IFRS 10 and IAS 28 - *Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture*", emesso a settembre 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile di vendite o conferimenti di attività tra un investitore e le sue collegate o joint venture. Le modifiche confermano che il trattamento contabile varia a seconda che le attività vendute o conferite a una società collegata o joint venture costituiscano un "business" (come definito dall'IFRS 3). Laddove le attività costituiscano un business, l'investitore riconoscerà integralmente l'utile o la perdita derivante dalla vendita o dal conferimento. Se le attività non soddisfano la definizione di business, l'utile o la perdita è rilevato solo per la quota relativa alle interessenze dei terzi. Lo IASB ha rinviato indefinitamente la data di prima applicazione delle modifiche in oggetto; è consentita un'applicazione anticipata purché le modifiche vengano applicate prospetticamente. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

- "Amendments to IAS 1 and IAS 8 - *Definition of Material*", emesso a ottobre 2018. Le modifiche chiariscono la definizione di "materialità" come segue: "l'informazione è da considerarsi materiale se si può ragionevolmente prevedere che una sua omissione, errata presentazione od oscuramento influenzi le decisioni adottate dagli utilizzatori primari dei bilanci sulla base di tali bilan-

ci, i quali forniscono informazioni finanziarie su una specifica società.” Includendo il concetto di “oscuramento dell’informazione” nella nuova definizione, le modifiche specificano che l’informazione è oscurata quando è comunicata in un modo che avrebbe lo stesso effetto di una sua omissione o errata presentazione. Al fine di evitare situazioni per le quali vi sia l’obbligo di includere nel bilancio una informazione che non è in grado di influenzare le decisioni degli utilizzatori primari, le modifiche introducono anche una nuova soglia nella definizione di materialità, sostituendo il “potrebbe influenzare” con “si può ragionevolmente prevedere che influenzi”. Infine, le modifiche chiariscono l’obbligo per la società di considerare gli utilizzatori primari dei bilanci (per esempio investitori esistenti e potenziali, finanziatori e altri creditori) nel decidere quali informazioni rendere pubbliche. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020 o successivamente. È consentita un’applicazione anticipata. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

→ “Modifiche allo IAS 19 - *Modifica, riduzione o estinzione del piano*”, emesso a febbraio 2018. Le modifiche prevedono che in caso di modifica, riduzione o estinzione di un piano a benefici definiti, le società aggiornino le ipotesi attuariali e rideterminino il costo previdenziale relativo alle prestazioni correnti (current service cost) e l’interesse netto (net interest) per il resto dell’esercizio dopo tale evento. Inoltre, le modifiche: (i) chiariscono le modalità con cui l’obbligo di contabilizzare una modifica, riduzione o estinzione di un piano influisce sui requisiti del massimale di attività (c.d. “asset ceiling”); (ii) non riguardano la contabilizzazione di “fluttuazioni significative di mercato” in assenza di modifica del piano. Le modifiche saranno applicabili a modifiche, riduzioni o estinzioni dei piani a benefici definiti che si verifichino a partire dal 1° gennaio 2019. È consentita un’applicazione anticipata. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

→ “Amendments to IFRS 3 - *Definition of a Business*”, emesso a ottobre 2018. Le modifiche chiariscono che per essere considerata un’aggregazione, l’acquisizione dovrà includere, come minimo, un input e un processo sostanziale che insieme contribuiscano in modo significativo all’abilità di creare un prodotto. Le nuove linee guida offrono un quadro di riferimento per valutare la presenza di un input e di un processo sostanziale. La

definizione di aggregazione e di prodotto si concentra ora sui beni e servizi forniti ai clienti e viene eliminato il riferimento a rendimenti sotto forma di minori costi e altri benefici economici. Inoltre, non è più necessario valutare se gli operatori di mercato sono in grado di sostituire eventuali input o processi mancanti e continuare a creare un prodotto. Le modifiche introducono inoltre un test facoltativo che, in caso di esito positivo, elimina la necessità di ulteriori valutazioni (concentration test). Ai sensi di tale test, un insieme di attività e beni acquistati non è un business se sostanzialmente tutto il fair value delle attività lorde acquisite è concentrato in un’unica attività identificabile (o gruppo di attività simili identificabili).

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020. È consentita un’applicazione anticipata. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

→ “*Revised Conceptual Framework for Financial Reporting*”, emesso a marzo 2018. La versione revised comprende modifiche di ampio respiro rispetto alla precedente versione del 2010. Il Conceptual Framework revised prevede alcuni concetti nuovi, offre migliori definizioni e criteri di rilevazione e chiarisce alcuni concetti importanti. In particolare, definisce:

- la finalità generale della rendicontazione finanziaria;
- le caratteristiche qualitative che rendono utile l’informazione finanziaria;
- una descrizione della reporting entity e la sua delimitazione;
- le definizioni di attività, passività, patrimonio, ricavi e costi e guidance a sostegno di tali definizioni;
- criteri per la rilevazione e derecognition di attività e passività nei bilanci;
- basi di valutazione e indicazioni sul loro utilizzo;
- concetti e guidance su presentazione e disclosure; e
- concetti relativi a capitale e capital maintenance.

Il Conceptual Framework revised è accompagnato da una Basis for Conclusions. Lo IASB ha inoltre emesso un documento di accompagnamento separato, “Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards”, che delinea le modifiche ai principi interessati al fine di aggiornare i riferimenti al Conceptual Framework revised.

Il Conceptual Framework revised si applicherà a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020. È consentita un’applicazione anticipata. Il Gruppo sta valutando i



potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

→ “Modifiche allo IAS 28 - *Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture*”, 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 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.

→ “IFRIC 23 - *Incertezza sui trattamenti ai fini dell’imposta sul reddito*”, 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 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 2015-2017”, emesso a dicembre 2017; il documento contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. Ciascuna delle modifiche sarà applicabile 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

Effetti derivanti dall’applicazione di nuovi principi contabili

Impatti derivanti dalla prima applicazione degli IFRS 9 e 15

Con decorrenza 1° gennaio 2018 sono stati applicati per la prima volta i nuovi principi rivisti e modificati dallo IASB: IFRS 9 e IFRS 15. La prima applicazione, retrospettica, ha comportato la rideterminazione di taluni saldi patrimoniali al 1° gennaio 2018, avendo Enel usufruito della semplificazione concessa dagli stessi principi in sede di prima applicazione.

Di seguito si commentano le principali novità apportate dai nuovi principi e per maggiori dettagli sul loro contenuto si rimanda alla precedente nota 3.

→ “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. 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.

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:

- "*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). Peraltro, in considerazione del fatto che, nel corso del primo trimestre 2018, sono state omologate le modifiche all'IFRS 9 - Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa, emesse dallo IASB a ottobre 2017 e applicabili a partire dal 1° gennaio 2019, con opzione di applicazione al 1° gennaio 2018, il Gruppo ha scelto di applicare anticipatamente e retrospettivamente le stesse. Nel corso dell'esercizio, sono state dunque analizzate le fattispecie impattate dalle modifiche che:

a) introducono un'eccezione 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, consentendone la valutazione al fair value in determinate circostanze prescritte dal principio;

b) chiariscono 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 risultano coerenti con le analoghe previsioni per la modifica di un'attività finanziaria. Di conseguenza, i nuovi flussi di cassa devono essere aggiornati al tasso di interesse effettivo originario e la differenza tra il valore attuale ante modifica della passività e il nuovo valore deve essere rilevata a Conto economico alla data della modifica. Relativamente a tale aspetto, Enel, con riferimento agli Exchange negoziati nel 2015 e nel 2016, applicò il trattamento contabile previsto dalle best practice internazionali, in conformità allo IAS 39, e non rilevò a Conto economico gli eventuali proventi e oneri alla data delle modifiche contrattuali, ammortizzando gli stessi lungo la vita residua della passività finanziaria modificata al tasso di interesse effettivo ricalcolato

alla data di exchange. In virtù dell'applicazione anticipata di tali modifiche, si è dunque provveduto a contabilizzare con la nuova metodologia gli Exchange con decorrenza 1° gennaio 2018, rideterminando i saldi di apertura che hanno comportato una rettifica positiva del patrimonio netto del Gruppo (97 milioni di euro) e contestuale minor debito finanziario per 129 milioni di euro;

- "*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. L'applicazione del nuovo modello di impairment ha generato un impatto negativo sul patrimonio netto di Gruppo al 1° gennaio 2018 pari a 175 milioni di euro;

- "*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 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. In pratica la riserva OCI che accoglieva il fair value degli strumenti di copertura (fair value "full") è stata ripartita in due riserve OCI che accolgono rispettivamente il fair value "Basis-free" e il "Basis spread element". Nella tabella alla pagina seguente si riepilogano gli effetti di tale ripartizione.



Milioni di euro	
IFRS 9	al 01.01.2018
Derivati - Fair value "full"	(1.740)
Derivati - Fair value "Basis-free"	(1.392)
Derivati - "Basis spread element"	(348)

Al 1° gennaio 2017 la riclassifica relativa alle riserve OCI che accolgono il fair value "Basis-free" e il "Basis spread element" ammonta a 480 milioni di euro.

→ "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 principio è stato applicato retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018, con possibilità di rilevare l'effetto cumulato a patrimonio netto al 1° gennaio 2018.

In particolare, le fattispecie più significative a livello di Bilancio consolidato di Gruppo che sono interessate dalle nuove disposizioni dell'IFRS 15 si riferiscono principalmente:

a) ai ricavi da 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;

b) alla capitalizzazione dei costi per l'acquisizione dei contratti con i clienti, limitatamente alle commissioni di vendita riconosciute agli agenti di natura incrementale. Gli effetti contabili sul patrimonio netto di Gruppo al 1° gennaio 2018 derivanti dal differimento delle connection fee e dalla capitalizzazione dei contract cost sono stati rispettivamente negativi per 3.948 milioni di euro e positivi per 303 milioni di euro.

Nella tabella seguente sono evidenziate le variazioni allo schema di Stato patrimoniale consolidato al 1° gennaio 2018 connesse all'applicazione dei due nuovi principi IFRS 9 e IFRS 15, oltre ad altri impatti minori rispetto a quelli commentati sopra riferiti all'IFRS 15.

Milioni di euro				
ATTIVITÀ	al 31.12.2017	Effetto IFRS 9	Effetto IFRS 15	al 01.01.2018
Attività non correnti				
Immobili, impianti e macchinari	74.937	-	-	74.937
Investimenti immobiliari	77	-	-	77
Attività immateriali	16.724	-	193 ⁽¹⁾	16.917
Avviamento	13.746	-	-	13.746
Attività per imposte anticipate	6.354	69	1.066 ⁽²⁾	7.489
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.598	-	-	1.598
Derivati	702	-	-	702
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	269	269
Altre attività finanziarie non correnti	4.002	(19)	-	3.983
Altre attività non correnti	1.064	-	-	1.064
<i>[Totale]</i>	119.204	50	1.528	120.782
Attività correnti				
Rimanenze	2.722	-	-	2.722
Crediti commerciali	14.529	(207)	(11)	14.311
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	90	90
Crediti per imposte sul reddito	577	-	-	577
Derivati	2.309	-	-	2.309
Altre attività finanziarie correnti	4.614	(11)	-	4.603
Altre attività correnti	2.695	(19)	(66)	2.610
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.021	-	-	7.021
<i>[Totale]</i>	34.467	(237)	13	34.243
Attività classificate come possedute per la vendita	1.970	-	-	1.970
TOTALE ATTIVITÀ	155.641	(187)	1.541	156.995

(1) Di cui 451 milioni di euro da riferire alla capitalizzazione dei contract cost.

(2) Il valore di 1.066 milioni di euro è da riferire al differimento delle connection fee in Italia.

Milioni di euro

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	al 31.12.2017	Effetto IFRS 9	Effetto IFRS 15	al 01.01.2018
Patrimonio netto del Gruppo				
Capitale sociale	10.167	-	-	10.167
Altre riserve	3.348	(78)	(3.626)	(356)
Utili e perdite accumulati	21.280	-	-	21.280
<i>[Totale]</i>	34.795	(78)	(3.626)	31.091
Interessenze di terzi	17.366	(20)	(556) ⁽¹⁾	16.790
Totale patrimonio netto	52.161	(98)	(4.182)	47.881
Passività non correnti				
Finanziamenti a lungo termine	42.439	(129)	-	42.310
Benefici ai dipendenti	2.407	-	-	2.407
Fondi rischi e oneri quota non corrente	4.821	-	-	4.821
Passività per imposte differite	8.348	40	(476) ⁽²⁾	7.912
Derivati	2.998	-	-	2.998
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	6.210 ⁽³⁾	6.210
Altre passività non correnti	2.003	-	-	2.003
<i>[Totale]</i>	63.016	(89)	5.734	68.661
Passività correnti				
Finanziamenti a breve termine	1.894	-	-	1.894
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	7.000	-	-	7.000
Fondi rischi e oneri quota corrente	1.210	-	-	1.210
Debiti commerciali	12.671	-	(17)	12.654
Debiti per imposte sul reddito	284	-	-	284
Derivati	2.260	-	-	2.260
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	384	384
Altre passività finanziarie correnti	954	-	-	954
Altre passività correnti	12.462	-	(378)	12.084
<i>[Totale]</i>	38.735	-	(11)	38.724
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	1.729	-	-	1.729
Totale passività	103.480	(89)	5.723	109.114
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	155.641	(187)	1.541	156.995

(1) Di cui un impatto positivo per 24 milioni di euro da riferire alla capitalizzazione dei contract cost e un impatto negativo per 580 milioni di euro da riferire al differimento delle connection fee.

(2) Di cui un impatto positivo per 124 milioni di euro da riferire alla capitalizzazione dei contract cost e un impatto negativo per 600 milioni di euro da riferire al differimento delle connection fee in Spagna e Romania.

(3) Di cui 6.194 milioni di euro da riferire al differimento delle connection fee.





Di seguito si riportano gli effetti sullo Stato patrimoniale al 31 dicembre 2018 e sul Conto economico dell'esercizio che si sarebbero avuti se l'IFRS 15 non fosse stato adottato.

Milioni di euro	2018		
	Con IFRS 15	Senza IFRS 15	Variazioni
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	73.134	73.146	(12)
Altri ricavi e proventi	2.538	2.538	-
[Subtotale]	75.672	75.684	(12)
Costi			
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	35.728	35.728	-
Costi per servizi e altri materiali	18.870	19.090	(220)
Costo del personale	4.581	4.581	-
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	1.096	1.096	-
Ammortamenti e altri impairment	5.355	5.189	166
Altri costi operativi	2.889	2.889	-
Costi per lavori interni capitalizzati	(2.264)	(2.264)	-
[Subtotale]	66.255	66.309	(54)
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	483	483	-
Risultato operativo	9.900	9.858	42
Proventi finanziari da contratti derivati	1.993	1.993	-
Altri proventi finanziari	1.715	1.715	-
Oneri finanziari da contratti derivati	1.532	1.532	-
Altri oneri finanziari	4.392	4.392	-
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	168	168	-
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	349	349	-
Risultato prima delle imposte	8.201	8.159	42
Imposte	1.851	1.836	15
Risultato delle continuing operations	6.350	6.323	27
Risultato delle discontinued operations	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	6.350	6.323	27
Quota di interessenza del Gruppo	4.789	4.743	46
Quota di interessenza di terzi	1.561	1.580	(19)

Milioni di euro		al 31.12.2018		
ATTIVITÀ	Con IFRS 15	Senza IFRS 15	Variazioni	
Attività non correnti				
Immobili, impianti e macchinari	76.631	76.631	-	
Investimenti immobiliari	135	135	-	
Attività immateriali	19.014	18.844	170	
Avviamento	14.273	14.273	-	
Attività per imposte anticipate	8.305	7.229	1.076	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.099	2.099	-	
Derivati	1.005	1.005	-	
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	346	-	346	
Altre attività finanziarie non correnti	5.769	5.769	-	
Altre attività non correnti	1.272	1.272	-	
<i>[Totale]</i>	128.849	127.257	1.592	
Attività correnti				
Rimanenze	2.818	2.818	-	
Crediti commerciali	13.587	13.598	(11)	
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	135	-	135	
Crediti per imposte sul reddito	660	660	-	
Derivati	3.914	3.914	-	
Altre attività finanziarie correnti	5.160	5.160	-	
Altre attività correnti	2.983	3.094	(111)	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.630	6.630	-	
<i>[Totale]</i>	35.887	35.874	13	
Attività classificate come possedute per la vendita	688	688	-	
TOTALE ATTIVITÀ	165.424	163.819	1.605	



Milioni di euro		al 31.12.2018		
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		Con IFRS 15	Senza IFRS 15	Variazioni
Patrimonio netto del Gruppo				
Capitale sociale		10.167	10.167	-
Altre riserve		1.700	5.326	(3.626)
Utili e perdite accumulati		19.853	19.807	46
	[Totale]	31.720	35.300	(3.580)
Interessenze di terzi		16.132	16.707	(575)
Totale patrimonio netto		47.852	52.007	(4.155)
Passività non correnti				
Finanziamenti a lungo termine		48.983	48.983	-
Benefici ai dipendenti		3.187	3.187	-
Fondi rischi e oneri quota non corrente		5.181	5.181	-
Passività per imposte differite		8.650	9.101	(451)
Derivati		2.609	2.609	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti		6.306	-	6.306
Altre passività non correnti		1.901	1.985	(84)
	[Totale]	76.817	71.046	5.771
Passività correnti				
Finanziamenti a breve termine		3.616	3.616	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		3.367	3.367	-
Fondi rischi e oneri quota corrente		1.312	1.312	-
Debiti commerciali		13.387	13.404	(17)
Debiti per imposte sul reddito		333	333	-
Derivati		4.343	4.343	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti		1.095	-	1.095
Altre passività finanziarie correnti		788	788	-
Altre passività correnti		12.107	13.196	(1.089)
	[Totale]	40.348	40.359	(11)
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita		407	407	-
Totale passività		117.572	111.812	5.760
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		165.424	163.819	1.605

Argentina - economia iperinflazionata: impatti per l'applicazione dello IAS 29

A partire dal 1° luglio 2018 l'economia argentina è considerata iperinflazionata in base ai criteri stabiliti dallo "IAS 29 - Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate". Ciò a seguito della valutazione di una serie di elementi qualitativi e quantitativi, tra i quali la presenza di un tasso di inflazione cumulato maggiore del 100% nell'arco dei tre anni precedenti. Ai fini della predisposizione del presente Bilancio consolidato e in accordo con quanto disposto dallo IAS 29, talune voci delle situazioni patrimoniali delle società partecipate in Argentina sono state rimisurate applicando l'indice generale dei prezzi al consumo ai dati storici, al fine di riflettere le modifiche al potere di acquisto del peso argentino alla data di chiusura dei bilanci delle stesse.

Tenendo presente che il Gruppo Enel ha acquisito il controllo delle società argentine il 25 giugno 2009, la rimisurazione dei dati patrimoniali non monetari dei bilanci di tali società è stata effettuata applicando gli indici di inflazione a partire da tale data. In particolare, gli effetti contabili di tale rimisurazione alla data di prima applicazione del suddetto principio e le successive rimisurazioni sono stati rilevati con le seguenti modalità:

- l'effetto derivante dall'adeguamento inflazionistico fino al 31 dicembre 2017 delle attività e passività non monetarie e del patrimonio netto è rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto, al netto del relativo effetto fiscale;
- l'effetto relativo alla rimisurazione delle medesime poste non monetarie, delle poste di patrimonio netto, nonché delle componenti di Conto economico rilevate nel corso del 2018, effettuata per tenere conto della variazione nel 2018 dell'indice dei prezzi di riferimento, è stato rilevato in contropartita di una apposita voce di Conto economico tra i proventi e oneri finanziari. Il relativo effetto fiscale è stato rilevato tra le imposte del periodo.

Per tener poi conto dell'impatto dell'iperinflazione anche sul corso monetario della valuta locale, i saldi dei Conti econo-

mici espressi in valuta iperinflazionata sono stati convertiti nella valuta di presentazione del Gruppo applicando, come prevede lo IAS 21, il tasso di cambio finale anziché quello medio del periodo, con la finalità di riportare tali ammontari ai valori correnti.

In base a quanto previsto dallo IAS 21 par. 42.b, non si è reso necessario effettuare la rideterminazione ai soli fini comparativi dei saldi patrimoniali ed economici dell'esercizio 2017 in quanto la valuta di presentazione del Gruppo non appartiene a un'economia iperinflazionata.

Di seguito si riportano i livelli cumulati degli indici generali dei prezzi al consumo rispettivamente alla data del 31 dicembre 2017 e del 31 dicembre 2018:

Periodi	Indici generali dei prezzi al consumo cumulati
Dal 1° luglio 2009 al 31 dicembre 2017	286,50%
Dal 1° gennaio 2018 al 31 dicembre 2018	47,83%

La prima applicazione dello IAS 29 ha generato un adeguamento positivo (al netto del relativo effetto fiscale) rilevato nelle riserve di patrimonio netto del Bilancio consolidato al 1° gennaio 2018 pari a 574 milioni di euro, di cui 212 milioni di euro attribuiti al Gruppo. Inoltre, nel corso del 2018 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 168 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale di apertura al 1° gennaio 2018 e quelli dell'iperinflazione cumulati al 31 dicembre 2018, oltre a dare evidenza degli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico nel 2018, differenziando quanto afferente alla rivalutazione in base agli indici generali dei prezzi al consumo e quanto afferente all'applicazione del tasso di cambio finale anziché del tasso di cambio medio del periodo, per quanto previsto dallo IAS 21 per economie in iperinflazione.

Milioni di euro

	Effetto iperinflazione cumulato al 01.01.2018	Effetto iperinflazione del periodo	Differ. cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2018
Totale attività	763	357	(355)	765
Totale passività	189	97	(89)	197
Patrimonio netto	574	260 ⁽¹⁾	(266)	568

(1) Il dato include il risultato netto del 2018 pari a 44 milioni di euro.





Milioni di euro			
	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto
Ricavi	237	(338)	(101)
Costi	235 ⁽¹⁾	(272) ⁽²⁾	(37)
Risultato operativo	2	(66)	(64)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(18)	3	(15)
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	168	-	168
Risultato prima delle imposte	152	(63)	89
Imposte	108	(28)	80
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	44	(35)	9
Quota di interessenza del Gruppo	25	(9)	16
Quota di interessenza di terzi	19	(26)	(7)

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 58 milioni di euro.

(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per (23) milioni di euro.

5

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 2017 e 2018. Non si sono rese necessarie rideterminazioni dei dati comparativi, tenuto anche conto del fatto che i nuovi principi sopra in commento (IFRS 15 e IFRS 9) sono stati introdotti prevalentemente con applicazione retroattiva semplificata attraverso il "cumulative catch up adjustment" e che nel caso di applicazione retroattiva della separazione della componente forward e dei currency basis spread relativa ai contratti forward non si sono modificati i prospetti contabili consolidati in quanto l'impatto è del tutto immateriale e ha comportato una semplice riclassifica tra riserve di patrimonio netto.

6

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.

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;
- 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 dell'acquisto, in data 10 agosto 2017, del 100% del **Gruppo EnerNOC** a seguito del buon esito dell'offerta di Enel Green Power North America ("EGPNA") ai precedenti azionisti;
- acquisizione, in data 25 ottobre 2017, del 100% di **eMotorWerks**, società statunitense operante nei sistemi di gestione della mobilità elettrica;
- vendita, nel mese di dicembre 2017, da parte di Enel Green Power North America, 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.

2018

- Vendita, in data 12 marzo 2018, dell'86,4% del capitale sociale di **Erdwärme Oberland GmbH**, società di sviluppo di impianti geotermici con sede in Germania. Il corrispettivo totale dell'operazione è pari a 0,9 milioni di euro, con una plusvalenza realizzata di 1 milione di euro;
- acquisizione, perfezionata in data 2 aprile 2018, del 33,6% delle azioni di minoranza di **Enel Generación Chile**, consentendo così a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale. Inoltre, in tale data è diventata efficace la fusione per incorporazione della società per le rinnovabili Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile;
- formalizzazione, in data 3 aprile 2018, attraverso Enel Green Power España, dell'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società **Parques Eólicos Gestinver SLU** e **Parques Eólicos Gestinver Gestión SLU** per un importo di 57 milioni di euro, di cui 15 milioni di euro per l'accollo del debito esistente; per maggiori dettagli si rimanda alla nota 6.1;
- acquisizione, perfezionata il 7 giugno 2018, da parte di Enel Sudeste, del controllo della società brasiliana di distribuzione elettrica **Enel Distribuição São Paulo** (ex Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA) a seguito della prima adesione da parte degli azionisti. L'acquisizione è avvenuta tramite OPA sul 100% delle azioni con scadenza il 4 luglio 2018. Al 30 settembre 2018 la società è stata consolidata secondo una percentuale di partecipazione detenuta dal Gruppo del 95,88% in virtù delle considerazioni più dettagliatamente illustrate nei successivi paragrafi della presente nota;
- acquisizione, in data 25 luglio 2018, attraverso la control-

lata Endesa Red, del 94,6% del capitale di **Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA**, società operante nella distribuzione e vendita di energia elettrica nella città autonoma di Ceuta in Nord Africa; per maggiori dettagli si rimanda alla nota 6.3;

- cessione, in data 28 settembre 2018, a Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("CDPQ"), un investitore istituzionale di lungo termine, e al veicolo di investimento dei principali fondi pensione messicani CKD Infraestructura México SA de CV ("CKD IM"), dell'80% del capitale sociale di otto società veicolo ("SPV"), proprietarie in Messico di altrettanti impianti sia in esercizio sia in costruzione. A seguito del perfezionamento dell'operazione Enel Green Power SpA possiede il 20% del capitale sociale, pertanto le società sono ora valutate con il metodo del patrimonio netto. Per i relativi impatti economici dell'operazione di cessione si rimanda a quanto commentato nella nota 6.5;
- vendita, in data 18 ottobre 2018, da parte di Enel Green Power SpA, dell'impianto di produzione di energia elettrica da biomasse di Finale Emilia, per un corrispettivo di 59 milioni di euro;
- cessione, in data 14 dicembre 2018, da parte di Enel Green Power SpA, della controllata al 100% **Enel Green Power Uruguay SA**, a sua volta proprietaria attraverso la società veicolo **Estrellada SA** del parco eolico di Mellowind da 50 MW a Cerro Largo, per un corrispettivo di 120 milioni di dollari statunitensi.

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:

- riassetto societario in Cile attraverso l'operazione "Elqui" che ha comportato l'acquisizione di interessenze di terzi di Enel Generación Chile raggiungendo una partecipazione diretta al 93,55% attraverso Enel Chile (mentre in precedenza era partecipata al 59,98%), la riduzione della percentuale di interessenza in Enel Green Power Chile che è passata dal 100% al 61,93% a livello di Gruppo, a seguito della fusione di Enel Green Power Latin America in Enel Chile, e l'incremento della partecipazione complessiva in Enel Chile dal 60,62% al 61,93%. Nei paragrafi successivi si commenta l'operazione con maggiori dettagli;
- il 3 luglio 2018 Enel, tramite Enel X International, ha fina-





lizzato l'acquisizione da una holding controllata da Sixth Cinven Fund (fondo gestito dalla società di private equity internazionale Cinven), a fronte di un investimento di 150 milioni di euro, di circa il 21% del capitale di una società veicolo ("Zacapa Topco Sàrl"), nella quale è confluito il 100% di Ufinet International, operatore wholesale di reti in fibra ottica leader in America Latina. Sixth Cinven Fund, a sua volta, detiene il 79% del capitale di Zacapa Topco Sàrl;

→ in data 27 dicembre 2018 Enel Green Power SpA ha venduto la sua quota del 50% nella joint venture EF Solare Italia SpA ("EFSI"), detenuta tramite Marte Srl, società interamente controllata da Enel Green Power, all'altro partner della joint venture, F2i SGR SpA ("F2i"), per un

corrispettivo di 214 milioni di euro. Secondo quanto previsto dall'accordo di compravendita, EFSI, che acquista e gestisce impianti solari in esercizio in Italia, ha un enterprise value di circa 1,3 miliardi di euro, di cui circa 430 milioni di euro di equity value e circa 900 milioni di euro di indebitamento verso terzi. A seguito della cessione si è registrata una plusvalenza di 65 milioni di euro;

→ nel mese di dicembre 2018 Enel SpA ha incrementato la propria quota di interessenza in Enel Américas del 2,43% in base a quanto previsto dai due contratti di Share Swap stipulati con un istituto finanziario, al fine di aumentare la quota di partecipazione in Enel Américas fino a un massimo del 5%.

6.1 Acquisizione Parques Eólicos Gestinver

In data 3 aprile 2018 Enel Green Power España ("EGPE") ha perfezionato l'acquisto del 100% di Parques Eólicos Gestinver SL, società che possiede cinque impianti eolici per

una capacità totale di circa 132 MW.

L'acquisizione ha comportato una uscita di cassa di 57 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono esposti i fair value definitivi delle attività acquisite nette:

Determinazione avviamento

Milioni di euro	Valori rilevati al 3 aprile 2018
Immobili, impianti e macchinari	139
Attività immateriali	34
Attività per imposte anticipate	8
Crediti commerciali	5
Altre attività correnti	2
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11
Finanziamenti	(116)
Passività per imposte differite	(9)
Altre passività non correnti	(11)
Fondi rischi e oneri	(2)
Debiti commerciali	(1)
Altre passività correnti	(3)
Attività nette acquisite	57
Costo dell'acquisizione	57
<i>(di cui versati per cassa)</i>	<i>57</i>
Avviamento	-

La contribuzione di Parques Eólicos Gestinver al Conto economico del 2018 è di 16 milioni di euro nei ricavi e di 6 milioni di euro sul risultato operativo.

6.2 Acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (ex Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA)

In data 4 giugno 2018 Enel ha acquisito, attraverso la società Enel Brasil Investimentos Sudeste ("Enel Sudeste"), il controllo della società di distribuzione elettrica brasiliana Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA, che successivamente all'acquisto ha cambiato denominazione commerciale in Enel Distribuição São Paulo.

L'acquisizione del controllo è avvenuto a seguito dell'OPA lanciata in data 17 aprile per un corrispettivo di 45,22 real brasiliani per azione e che ha visto, il 4 giugno 2018, una prima adesione da parte degli azionisti della società rappresentanti una quota azionaria di controllo del 73,38%. Successivamente, in data 7 giugno 2018 è avvenuto il relativo trasferimento delle azioni.

Secondo quanto previsto dalla normativa della Borsa brasiliana, gli azionisti di Enel Distribuição São Paulo hanno avuto la possibilità di aderire all'OPA anche nei 30 giorni successivi (fino al 4 luglio 2018). In tale periodo di tempo Enel Sudeste ha acquisito ulteriori 33.359.292 azioni di Enel Distribuição São Paulo, pari al 19,9% del capitale sociale. La partecipazione complessiva posseduta da Enel Sudeste è aumentata quindi al 93,31% del capitale di Enel Distribuição São Paulo,

e più precisamente del 95,05% tenendo presente che Enel Distribuição São Paulo possiede n. 3.058.154 di azioni proprie.

Nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 Enel Distribuição São Paulo è stata consolidata secondo una percentuale di partecipazione del 95,88%, essendo noto a tale data l'esito finale dell'OPA.

L'intero ammontare del costo totale dell'acquisizione per un importo pari a 1.541 milioni di euro è stato pagato per cassa. Al 31 dicembre 2018 la società ha completato l'allocazione del prezzo di acquisizione, determinando in misura definitiva il fair value delle attività acquisite e delle passività potenziali assunte.

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.

Si segnala che, in virtù delle caratteristiche del regime di concessione in cui la società opera, l'attività di distribuzione elettrica esercitata dalla stessa rientra nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

Determinazione avviamento

Milioni di euro

Attività nette acquisite prima dell'allocazione ⁽¹⁾	343
Rettifiche per allocazione prezzo acquisto:	
- attività immateriali	1.443
- passività per imposte differite	(490)
- passività per rischi e oneri	(252)
- altre rettifiche	71
- interessenze di terzi	(40)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	1.075
Costo dell'operazione	1.541
Avviamento	466

(1) Attività nette proporzionalizzate alla quota di interessenza Enel al 95,88%.

In particolare, nell'ambito del processo di allocazione del prezzo di acquisizione, e più specificamente nella identificazione e valorizzazione delle attività acquisite, si è tenuto conto dei diritti di concessione correnti per la distribuzione di energia elettrica nonché del loro rinnovo per un ulteriore periodo concessorio, ricorrendo i presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 38 (rilevazione di un'attività

immateriale acquisita nell'ambito di una business combination). Si precisa che tale attività immateriale non sarà soggetta ad ammortamento fino all'inizio del periodo di concessione cui si riferisce.

Pertanto, la situazione contabile alla data di acquisizione, dopo la definitiva allocazione del prezzo, è definita come di seguito dettagliato.





Situazione contabile di Enel Distribuição São Paulo alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili ante 7 giugno 2018	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 7 giugno 2018
Immobili, impianti e macchinari	14	-	14
Investimenti immobiliari	10	-	10
Attività immateriali	968	1.443	2.411
Attività per imposte anticipate	611	93	704
Altre attività non correnti	932	-	932
Crediti commerciali	828	-	828
Rimanenze	66	(5)	61
Altre attività correnti	179	(10)	169
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	226	-	226
Finanziamenti	(1.018)	(7)	(1.025)
Benefici ai dipendenti	(725)	-	(725)
Passività per imposte differite	(165)	(490)	(655)
Altre passività non correnti	(123)	-	(123)
Fondi rischi e oneri	(522)	(252)	(774)
Debiti commerciali	(377)	-	(377)
Altre passività correnti	(544)	-	(544)
Interessenze di terzi	(17)	(40)	(57)
Attività nette acquisite	343	732	1.075
Costo dell'operazione	1.541	-	1.541
Avviamento	1.198	(732)	466

La contribuzione di Enel Distribuição São Paulo al Conto economico del 2018 è di 2.076 milioni di euro nei ricavi e di 117 milioni di euro sul risultato operativo. L'acquisizione

di Enel Distribuição São Paulo ha comportato un'uscita di cassa di 1.541 milioni di euro e l'assunzione di un indebitamento finanziario netto di 731 milioni di euro.

6.3 Acquisizione di Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta

In data 25 luglio 2018 Endesa Red ha perfezionato l'acquisto del 94,6% del capitale di Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA, società operante nella distribuzione e vendita di energia elettrica nella città autonoma di Ceuta in Nord Africa.

L'acquisizione ha comportato un'uscita di cassa di 83 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono esposti i fair value definitivi delle attività acquisite nette:

Determinazione avviamento

Milioni di euro	Valori rilevati al 25 luglio 2018
Immobili, impianti e macchinari	65
Investimenti immobiliari	4
Attività immateriali	14
Crediti commerciali	3
Altre attività correnti	2
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2
Quota corrente dei crediti finanziari a medio-lungo termine	1
Passività per imposte differite	(5)
Altre passività non correnti	(15)
Altri benefici al personale	(1)
Debiti commerciali	(2)
Altre passività correnti	(3)
Interessenze di terzi	(2)
Attività nette acquisite	63
Costo dell'acquisizione	84
<i>(di cui versati per cassa)</i>	83
Avviamento	21

La contribuzione di Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA al Conto economico del 2018 è di 17 milioni di euro nei ricavi e di 1 milione di euro sul risultato operativo. L'uscita di cassa relativa al prezzo di acquisto è di 83 milioni

di euro e la società al momento dell'acquisto aveva disponibilità liquide e crediti finanziari per un totale di 3 milioni di euro.

6.4 Altre acquisizioni minori

Determinazione avviamento

Milioni di euro	EPM Eólica Dolores	Energía Limpia de Puerto Libertad	Acquisizioni minori EGPE
Attività nette acquisite	-	-	5
Costo dell'acquisizione	5	7	5
<i>(di cui versati per cassa)</i>	4	7	5
Avviamento	5	7	-

Si precisa che per le altre acquisizioni minori il Gruppo procederà all'identificazione del fair value delle attività acquisi-

te e delle passività assunte entro i 12 mesi successivi alla data di acquisizione.



6.5 Cessione di una quota di interessenza in otto società veicolo proprietarie di impianti rinnovabili in Messico

In data 28 settembre 2018, attraverso la sua controllata Enel Green Power SpA ("EGP"), Enel ha perfezionato un'operazione relativa alla cessione dell'80% di otto società veicolo ("SPV"), proprietarie in Messico di impianti sia in esercizio sia in costruzione per una capacità complessiva di 1,8 GW.

Il Gruppo continua a possedere il 20% del capitale delle SPV ed EGP manterrà la gestione operativa degli impianti di cui sono titolari le SPV.

La cessione ha previsto un corrispettivo complessivo di 329 milioni di euro che, al netto degli oneri accessori (pari a 13 milioni di euro), determina un valore dell'operazione pari a 316 milioni di euro.

Il provento derivante dall'operazione è pari a 150 milioni di euro. Inoltre, in base a quanto previsto dai principi di riferimento, si è proceduto alla rimisurazione al fair value della quota di interessenza minoritaria mantenuta, per un effetto economico di 40 milioni di euro.

Milioni di euro	
Valore dell'operazione	329
Attività nette cedute	(168)
Oneri accessori	(13)
Riversamento riserva OCI	2
Plusvalenza	150
Rimisurazione al fair value dell'interessenza minoritaria detenuta	40
Totale effetti economici	190

6.6 Riassetto societario in Cile - Operazione "Elqui"

In relazione al piano strategico di semplificazione del Gruppo, nel corso del primo semestre 2018 è stato avviato il processo di riorganizzazione delle partecipazioni rivolto a ridurre il numero delle società operative in Sud America.

A tale scopo il 26 marzo Enel ha concluso con successo l'OPA lanciata da Enel Chile sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute dai soci di minoranza di quest'ultima, con la quale Enel Chile ha acquisito circa il 33,6% del capitale di incrementando così la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale.

L'operazione è stata perfezionata il 2 aprile per un corrispettivo regolato per il 60% con cassa e per il 40% con azioni di Enel Chile.

In pari data sono diventati efficaci la fusione per incorporazione della società per le rinnovabili Enel Green Power

Latin America SA in Enel Chile e l'aumento di capitale di quest'ultima a servizio della stessa fusione; nella medesima data, ai soci di Enel Chile che hanno esercitato in relazione a tale fusione il diritto di recesso è stato liquidato il valore delle loro azioni.

A livello di Gruppo Enel l'effetto combinato delle due operazioni ha comportato un incremento dell'1,31% della partecipazione del Gruppo in Enel Chile, che è passata, quindi, da 60,62% a 61,93%.

Gli effetti contabili dell'operazione, configurandosi come operazione su non controlling interest e non rientrando nell'ambito di applicazione dell'IFRS 3, hanno comportato una riduzione delle interessenze di terzi e un impatto negativo sulla riserva di non controlling interest per un ammontare di 506 milioni di euro a fronte di un esborso complessivo di 1.406 milioni di euro.

7

Dati economici e patrimoniali per area di attività

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

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 2018 e del 2017

Risultati 2018⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	37.411	19.413	14.687	2.349	1.438	100	274	75.672
Ricavi intersettoriali	987	79	55	12	-	1	(1.134)	-
Totale ricavi	38.398	19.492	14.742	2.361	1.438	101	(860)	75.672
Totale costi	31.504	15.998	10.374	1.844	738	47	(701)	59.804
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	410	64	2	(1)	8	-	-	483
Ammortamenti	1.767	1.684	1.261	193	245	40	24	5.214
Impairment	1.058	401	134	51	9	4	-	1.657
Ripristini di valore	(19)	(251)	(1)	(148)	-	-	(1)	(420)
Risultato operativo	4.498	1.724	2.976	420	454	10	(182)	9.900
Investimenti	2.479⁽²⁾	1.433	2.246	390	1.373⁽³⁾	142	89	8.152

(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 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 375 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	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".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 dicembre 2018

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	26.295	23.750	17.387	3.218	5.745	784	64	77.243
Attività immateriali	1.822	15.857	13.932	781	750	106	67	33.315
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	115	12	337	-	24	-	(7)	481
Crediti commerciali	7.885	2.162	3.766	379	276	33	(890)	13.611
Altro	2.864	1.784	1.387	165	324	35	(201)	6.358
Attività operative	38.981⁽¹⁾	43.565	36.809⁽²⁾	4.543	7.119	958	(967)	131.008
Debiti commerciali	7.385	2.658	3.074	391	802	90	(1.011)	13.389
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.204	2.797	12	405	4	-	(21)	7.401
Fondi diversi	2.504	3.537	2.956	90	56	22	516	9.681
Altro	5.550	2.578	2.867	236	915	84	704	12.934
Passività operative	19.643	11.570	8.909⁽³⁾	1.122	1.777	196	188	43.405

(1) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 663 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 22 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2017

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.935	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".

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

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Totale attività	165.424	155.641
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.099	1.598
Altre attività finanziarie non correnti	5.769	4.002
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	231	260
Attività finanziarie correnti	5.160	4.614
Derivati	4.919	3.011
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.630	7.021
Attività per imposte anticipate	8.305	6.354
Crediti tributari	1.282	1.094
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	21	150
Attività di settore	131.008	127.537
Totale passività	117.572	103.480
Finanziamenti a lungo termine	48.983	42.439
Finanziamenti a breve termine	3.616	1.894
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.367	7.000
Passività finanziarie correnti	788	954
Derivati	6.952	5.258
Passività di imposte differite	8.650	8.348
Debiti per imposte sul reddito	333	284
Debiti tributari diversi	1.093	1.323
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	385	1.510
Passività di settore	43.405	34.470





Ricavi

8.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - Euro 73.134 milioni

Milioni di euro				
	2018	2017	2018-2017	
Vendite energia elettrica	43.110	43.433	(323)	-0,7%
Trasporto energia elettrica	10.101	9.973	128	1,3%
Corrispettivi da gestori di rete	1.012	900	112	12,4%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.711	1.635	76	4,6%
Vendite gas	4.401	3.964	437	11,0%
Trasporto gas	576	570	6	1,1%
Vendite di combustibili	8.556	8.340	216	2,6%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	714	800	(86)	-10,8%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	735	674	61	9,1%
Vendite certificati ambientali	497	566	(69)	-12,2%
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	390	42	348	-
Altre vendite e prestazioni	1.331	1.767	(436)	-24,7%
Totale	73.134	72.664	470	0,6%

Nel 2018 i ricavi da “Vendite di energia elettrica” ammontano a 43.110 milioni di euro (43.433 milioni di euro nel 2017) e includono le vendite di energia elettrica ai clienti finali per 32.497 milioni di euro (31.419 milioni di euro nel 2017), le vendite di energia all’ingrosso per 8.276 milioni di euro (8.819 milioni di euro nel 2017) e i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 2.337 milioni di euro (3.195 milioni di euro nel 2017). La riduzione dei ricavi di vendita di energia (323 milioni di euro) è relativa:

- alla riduzione dei ricavi per attività di trading (858 milioni di euro), essenzialmente dovuta alla contrazione dei volumi intermediati da Enel Global Trading;
- al decremento dei ricavi di vendita di energia all’ingrosso (543 milioni di euro), derivante prevalentemente dalla riduzione dei volumi venduti da Enel Global Trading ed Enel Produzione, parzialmente compensato dall’incremento delle vendite di energia in Enel Green Power SpA ed Enel Américas;
- all’aumento dei ricavi di vendita di energia elettrica ai clienti finali (1.078 milioni di euro), riferito soprattutto all’incremento dei ricavi per la vendita di energia nel mercato regolato (931 milioni di euro), prevalentemente in Enel Américas per la variazione di perimetro a seguito dell’acquisizione di Enel Distribuição São Paulo, nonché all’incremento dei ricavi per la vendita di energia nel mercato libero (166 milioni di euro), da riferire principalmente alle maggiori vendite in Italia, Romania e Sud America,

parzialmente compensato dalla riduzione delle vendite di energia in Iberia.

I ricavi da “Trasporto di energia elettrica” ammontano nel 2018 a 10.101 milioni di euro, con un incremento di 128 milioni di euro. Tali ricavi includono i ricavi per trasporto di energia destinata ai clienti finali del mercato regolato per 2.955 milioni di euro (3.042 milioni di euro nel 2017) e del mercato libero per 2.280 milioni di euro (2.132 milioni di euro nel 2017), nonché i ricavi per trasporto di energia ad altri operatori per 4.866 milioni di euro (4.799 milioni di euro nel 2017). Tale incremento è da riferirsi prevalentemente a Enel Américas, a seguito dell’acquisizione di Enel Distribuição São Paulo, a Enel Energia in relazione all’incremento dei volumi venduti nonché a e-distribuzione in relazione alle tariffe e ai meccanismi di perequazione. Tali effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione in Italia per i minori ricavi per trasporto sul mercato regolato, in linea con la riduzione delle quantità vendute e del numero dei clienti serviti.

I ricavi per “Corrispettivi da gestori di rete” sono pari a 1.012 milioni di euro, in aumento di 112 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. L’incremento è prevalentemente riferibile ai maggiori corrispettivi per la remunerazione del parco impianti di generazione in Italia rientrante nel perimetro delle “unità essenziali” per il sistema elettrico, al fine di assicurare adeguati standard di gestione in sicurezza.

I ricavi per “Contributi da operatori istituzionali di mercato” sono pari nel 2018 a 1.711 milioni di euro, in aumento di 76 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. Tale incremento si riferisce essenzialmente alle società spagnole, per 104 milioni di euro, in relazione alle maggiori compensazioni ricevute a fronte dei costi sostenuti per garantire la generazione di energia elettrica nel territorio extrapeninsulare. Tale effetto è stato parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi per contributi ricevuti per energia prodotta da fonti rinnovabili, in Enel Green Power SpA per 25 milioni di euro, per la scadenza degli incentivi relativi ad alcuni impianti geotermici e idroelettrici.

I ricavi per “Vendite di gas” nel 2018 sono pari a 4.401 milioni di euro (3.964 milioni di euro nel 2017), con un incremento di 437 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. Tale incremento risente essenzialmente dei maggiori ricavi in Iberia (296 milioni di euro), in Italia (43 milioni di euro) e in Sud America (76 milioni di euro) a seguito dell’aumento delle quantità vendute in presenza di prezzi medi crescenti rispetto all’esercizio precedente.

I ricavi da “Vendite di combustibili”, pari a 8.556 milioni di euro, aumentano di 216 milioni di euro prevalentemente per le vendite di gas. Includono nel 2018 vendite di gas naturale per 8.509 milioni di euro (8.291 milioni di euro nel 2017) e vendite di altri combustibili per 47 milioni di euro (49 milioni di euro nel 2017). L’incremento si riferisce prevalentemente all’aumento delle vendite di gas naturale in Enel Global Trading.

I “Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas”, pari a 714 milioni di euro, diminuiscono di 86 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. Tale riduzione si riferisce prevalentemente al Gruppo Endesa (112 milioni di euro), al Servizio Elettrico Nazionale (107 milioni di euro) e a Enel Energia (104 milioni di euro), parzialmente compensata da un aumento di ricavi in e-distribuzione (278 milioni di euro). Il decremento di tale voce è dovuto principalmente all’applicazione del principio contabile IFRS 15 che nelle società di vendita di energia elettrica ha determinato la rilevazione a Conto economico dei soli contributi di competenza del venditore, riconoscendo la natura di “agent” al venditore per la quota dei contributi di competenza del distributore. Invece, nelle società distributrici di energia elettrica, ha determinato la rilevazione, al 1° gennaio, della riclassifica retrospettiva dei contributi di connessione con l’iscrizione di una passività derivante da contratti verso clienti in contropartita a patrimonio

netto, e nel 2018 è stato rilevato il rilascio a Conto economico della quota di competenza del periodo di tale passività per i contributi oggetto di riclassifica e relativi a nuove connessioni “over time” realizzate nel 2018.

I “Ricavi per lavori e servizi su ordinazione”, pari a 735 milioni di euro, aumentano per 61 milioni di euro soprattutto in Sud America.

I ricavi da “Vendite di certificati ambientali” ammontano a 497 milioni di euro e si riducono di 69 milioni di euro, prevalentemente in Italia.

I ricavi da “Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto”, pari a 390 milioni di euro, aumentano di 348 milioni di euro; tale variazione è dovuta principalmente a Enel X North America in relazione ai servizi a valore aggiunto prevalentemente per l’attività del demand response. Enel X North America svolge tali attività in qualità di aggregatore di consumatori commerciali e industriali che accettano di bilanciare il proprio consumo in base alle esigenze della rete, rinunciando, in momenti di picco della richiesta, ai propri consumi in cambio di una remunerazione definita contrattualmente.

Le “Altre vendite e prestazioni”, pari a 1.331 milioni di euro, diminuiscono di 436 milioni di euro. La variazione è da riferire principalmente alla riduzione delle altre vendite e prestazioni, in parte compensata dall’incremento dei ricavi per canoni e locazioni di impianti connessi al business elettrico in Sud America e per le tax partnership rilevate nell’esercizio precedente (352 milioni di euro). A seguito di sostanziali modifiche contrattuali le tax partnership relative ai nuovi progetti sono rilevate nella voce “Altri ricavi” (si rimanda alla nota 8.b).

I ricavi del 2018, che ammontano complessivamente a 73.134 milioni di euro, si riferiscono quasi integralmente a ricavi da contratti da clienti come descritti dal principio contabile IFRS 15, e la relativa performance obligation adempiuta è prevalentemente “over time”.





Nella tabella seguente è fornito il dettaglio dei ricavi "point in time" e "over time" per l'esercizio corrente.

Milioni di euro

	2018															
	Italia		Iberia		Sud America		Europa e Affari Euro-Mediterranei		Nord e Centro America		Africa, Asia e Oceania		Altro, elisioni e rettifiche		Totale	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Ricavi	35.153	828	18.228	1.037	14.140	298	1.247	1.030	651	396	14	81	25	6	69.458	3.676

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro

	2018	2017
Italia	27.492	27.935
Europa		
Iberia	18.368	19.032
Francia	1.006	1.333
Svizzera	1.039	135
Germania	2.297	2.244
Austria	155	290
Slovenia	27	39
Slovacchia	-	54
Romania	1.214	1.067
Grecia	62	58
Bulgaria	9	9
Belgio	320	46
Repubblica Ceca	113	-
Ungheria	399	472
Russia	989	1.128
Olanda	2.139	4.063
Regno Unito	1.685	648
Altri Paesi europei	113	82
America		
Stati Uniti	466	693
Canada	23	-
Messico	520	359
Brasile	6.518	4.687
Cile	3.169	3.473
Perù	1.275	1.167
Colombia	2.242	2.103
Argentina	1.265	1.364
Altri Paesi sudamericani	14	14
Altri		
Africa	82	79
Asia	133	90
Totale	73.134	72.664

8.b Altri ricavi e proventi - Euro 2.538 milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Contributi in conto esercizio	20	40	(20)	-50,0%
Contributi per certificati ambientali	664	878	(214)	-24,4%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	22	21	1	4,8%
Rimborsi vari	353	361	(8)	-2,2%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	287	159	128	80,5%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	61	43	18	41,9%
Premi per continuità del servizio	44	66	(22)	-33,3%
Altri ricavi	1.087	407	680	-
Totale	2.538	1.975	563	28,5%

I "Contributi per certificati ambientali", pari a 664 milioni di euro, si riducono di 214 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, essenzialmente per la riduzione dei contributi per certificati di efficienza energetica (197 milioni di euro) e dei contributi per certificati verdi (17 milioni di euro).

I "Rimborsi vari", pari a 353 milioni di euro, si riferiscono a rimborsi vari da clienti e fornitori per 238 milioni di euro (165 milioni di euro nel 2017) e a risarcimenti assicurativi e risarcimenti da terzi per 115 milioni di euro (196 milioni di euro nel 2017).

La voce relativa alle plusvalenze da alienazione di società ammonta a 287 milioni di euro nel 2018, si incrementa di 128 milioni di euro rispetto al 2017 e accoglie prevalentemente:

- la plusvalenza per la cessione, con perdita di controllo, di otto società di progetto in Messico avvenuta a fine settembre 2018, nonché la rimisurazione al fair value per la parte di interessenza del Gruppo nelle società pari al 20% (190 milioni di euro);
- la plusvalenza derivante dalla cessione di EF Solare Italia (65 milioni di euro);
- la plusvalenza per la cessione di alcune società della Linea di Business Enel Green Power in Uruguay (18 milioni di euro).

Nel 2017, invece, tale voce includeva principalmente la plusvalenza di 143 milioni di euro derivante dalla cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas.

Le "Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali" nel 2018 sono pari a 61 milioni di euro (43 milioni di

euro nel 2017) e sono riferibili alle dismissioni ordinarie del periodo.

La voce "Altri ricavi", pari a 1.087 milioni di euro (407 milioni di euro nel 2017), registra un incremento di 680 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento si riferisce prevalentemente:

- all'incremento degli altri ricavi connessi al business elettrico per l'iscrizione dei proventi di 146 milioni di euro relativi al reintegro, da parte della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), degli oneri di sistema versati e non riscossi ai sensi della delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) n. 50/2018/R/eel;
- a maggiori proventi per la rilevazione dell'indennizzo di 128 milioni di euro relativo all'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata forfettaria connesso alla vendita della partecipata Enel Rete Gas;
- ai ricavi da tax partnership rilevati sui nuovi progetti completati nel 2018 (361 milioni di euro) che in precedenza venivano rilevati nella voce "Altre vendite e prestazioni" a seguito delle modifiche del modello di business che ha determinato una diversa formulazione dei contratti.

Nella tabella seguente è rappresentata una disaggregazione del totale dei ricavi delle vendite e delle prestazioni e degli altri ricavi e proventi per area di attività in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi a confronto.





Milioni di euro		2018							
	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale	
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	35.981	19.265	14.438	2.277	1.047	95	31	73.134	
Altri ricavi e proventi	1.430	148	249	72	391	5	243	2.538	
Totale ricavi	37.411	19.413	14.687	2.349	1.438	100	274	75.672	
		2017							
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	36.663	19.825	12.766	2.264	1.044	93	9	72.664	
Altri ricavi e proventi	1.237	115	360	110	141	3	9	1.975	
Totale ricavi	37.900	19.940	13.126	2.374	1.185	96	18	74.639	

Costi

9.a Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile - **Euro 35.728 milioni**

Milioni di euro		2018	2017	2018-2017	
Energia elettrica		19.584	20.011	(427)	-2,1%
Gas		12.944	12.654	290	2,3%
Combustibile nucleare		118	137	(19)	-13,9%
Altri combustibili		3.082	3.237	(155)	-4,8%
Totale		35.728	36.039	(311)	-0,9%

Gli acquisti di "Energia elettrica" nel 2018 ammontano a 19.584 milioni di euro, con un decremento di 427 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2017 (20.011 milioni di euro). Tali costi includono gli acquisti effettuati mediante contratti bilaterali sui mercati nazionali ed esteri per 12.337 milioni di euro (12.573 milioni di euro nel 2017), gli acquisti di energia negoziati sulle Borse dell'energia elettrica per 7.083 milioni di euro (7.168 milioni di euro nel 2017) e altri acquisti effettuati su mercati locali ed esteri per un importo complessivo di 164 milioni di euro (270 milioni di euro nel 2017).

I minori costi sono, quindi, dovuti alla riduzione degli acquisti effettuati mediante contratti bilaterali (236 milioni di euro) prevalentemente riferiti alla riduzione dei volumi intermediati da Enel Global Trading, cui si associa la riduzione degli acquisti sia sugli altri mercati locali ed esteri per 106 milioni di euro sia sulle Borse dell'energia elettrica per 85 milioni di euro. Tali effetti sono parzialmente compensati dall'incremento degli acquisti di energia elettrica in Sud America a seguito dell'ingresso nel perimetro di consolida-

mento di Enel Distribuição São Paulo.

Gli acquisti di "Gas" registrano un incremento di 290 milioni di euro, riferibile all'aumento dei prezzi dei contratti a lungo termine e spot sostenuti dalle società italiane.

Gli acquisti di "Altri combustibili" si riducono di 155 milioni di euro, attestandosi a 3.082 milioni di euro nel 2018, in conseguenza soprattutto della flessione dei volumi di produzione di energia registrati da Enel Produzione. Si rileva inoltre che, a partire dal 1° gennaio 2018, gli esiti dei contratti derivati di cash flow hedge stipulati a copertura dei prezzi di acquisto del carbone sono stati rilevati in base alle tecniche di basis adjustment previste dall'"IFRS 9 - Strumenti finanziari". Conseguentemente, tali esiti (positivi per 43 milioni di euro) non sono stati classificati nella voce "Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value", ma sono stati rilevati tra gli acquisti di combustibili, comportando impatti anche sulla variazione delle rimanenze.

9.b Costi per servizi e altri materiali - Euro 18.870 milioni

Millioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Vettoriamenti passivi	9.754	9.840	(86)	-0,9%
Manutenzioni e riparazioni	1.013	1.128	(115)	-10,2%
Telefonici e postali	180	199	(19)	-9,5%
Servizi di comunicazione	129	127	2	1,6%
Servizi informatici	773	627	146	23,3%
Godimento beni di terzi	589	525	64	12,2%
Altri servizi	4.057	3.656	401	11,0%
Altri materiali	2.375	1.880	495	26,3%
Totale	18.870	17.982	888	4,9%

I costi per servizi e altri materiali, pari a 18.870 milioni di euro nel 2018, registrano un incremento di 888 milioni di euro rispetto all'esercizio 2017. La riduzione dei costi per vettoriamenti passivi per 86 milioni di euro e delle manutenzioni e riparazioni per 115 milioni di euro viene infatti compensata soprattutto dal notevole aumento dei costi per altri servizi (401 milioni di euro) e altri materiali (495 milioni di euro).

L'incremento dei costi per altri servizi viene in particolare registrato in Sud America e Nord America in relazione all'ingresso nel perimetro di consolidamento di Enel Distribuição São Paulo verificatosi nel corso del 2018 e di Enel X North America (ex EnerNOC) a partire dalla seconda metà del 2017. Tale incremento è parzialmente compensato dalla riduzione dei costi relativi all'acquisizione della clientela per

220 milioni di euro, capitalizzati come previsto dall'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15.

L'aumento, invece, dei costi per altri materiali risulta concentrato in Italia e Spagna per l'acquisto di materiali e apparecchiature destinati a lavori su infrastrutture e reti, nonché per i maggiori costi per certificati ambientali (179 milioni di euro) della generazione in Italia e delle società di commercializzazione in Romania.

In aumento sono anche i costi per prestazioni informatiche per 146 milioni di euro, iscritti soprattutto sul territorio italiano e spagnolo, nonché i costi per godimento beni di terzi in relazione ai maggiori canoni idraulici sostenuti in Spagna a seguito del maggior ricorso alla produzione idroelettrica (52 milioni di euro).

9.c Costo del personale - Euro 4.581 milioni

Millioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Salari e stipendi	3.157	3.152	5	0,2%
Oneri sociali	894	895	(1)	-0,1%
Trattamento di fine rapporto	103	104	(1)	-1,0%
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	113	139	(26)	-18,7%
Incentivi all'esodo	138	76	62	81,6%
Altri costi	176	138	38	27,5%
Totale	4.581	4.504	77	1,7%

Il costo del personale dell'esercizio 2018, pari a 4.581 milioni di euro, registra un incremento di 77 milioni di euro.

L'organico del Gruppo aumenta di 6.372 risorse, nonostante il saldo negativo tra le assunzioni e le cessazioni (1.332





risorse) dovuto alle politiche di incentivazione all'esodo, a causa delle variazioni di perimetro (7.704 risorse), sostanzialmente riferite:

- all'acquisizione a giugno della società Enel Distribuição São Paulo in Brasile;
- all'acquisizione a luglio del ramo d'azienda YouSave in Italia;
- all'acquisizione ad agosto delle società Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta ed Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución in Spagna;
- alla cessione a dicembre della società Enel Green Power Uruguay.

L'incremento dei "Salari e stipendi" riflette sostanzialmente le maggiori consistenze medie dell'esercizio 2018.

Gli oneri per "Incentivi all'esodo" nel 2018 ammontano a 138 milioni di euro, in aumento di 62 milioni di euro, principalmente in Spagna (40 milioni di euro) per il piano di incentivazione *Plan de Salida* e in Italia per le cessazioni dei rapporti di lavoro in applicazione delle disposizioni previste dall'art. 4 della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero").

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2018.

N.

	Consistenza media ⁽¹⁾			Consistenza ⁽¹⁾
	2018	2017	2018-2017	al 31.12.2018
Manager	1.343	1.308	35	1.346
Middle manager	10.614	10.073	541	10.985
White collar	33.906	32.558	1.348	34.710
Blue collar	20.834	18.956	1.878	22.231
Totale	66.697	62.895	3.802	69.272

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

9.d Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti - **Euro 1.096 milioni**

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Impairment di crediti commerciali	1.367	-	1.367	-
Impairment di altri crediti	18	-	18	-
Totale impairment di crediti commerciali e di altri crediti	1.385	-	1.385	-
Ripristini di valore di crediti commerciali	(281)	-	(281)	-
Ripristini di valore di altri crediti	(8)	-	(8)	-
Totale ripristini di crediti commerciali e di altri crediti	(289)	-	(289)	-
TOTALE IMPAIRMENT/(RIPRISTINI DI VALORE) NETTI DI CREDITI COMMERCIALI E DI ALTRI CREDITI	1.096	-	1.096	-

La voce, pari a 1.096 milioni di euro, include gli impairment e i ripristini di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti per effetto delle modifiche allo IAS 1 derivanti dall'applicazione dell'IFRS 9. I dati comparativi, riferiti all'esercizio 2017

e rilevati nella voce "Ammortamenti e altri impairment" per 910 milioni di euro, non sono stati riclassificati avendo applicato l'IFRS 9 seguendo l'approccio semplificato previsto dallo stesso principio.

9.e Ammortamenti e altri impairment - Euro 5.355 milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Immobili, impianti e macchinari	4.132	4.119	13	0,3%
Investimenti immobiliari	7	7	-	-
Attività immateriali	1.075	805	270	33,5%
Altri impairment	272	1.311	(1.039)	-79,3%
Altri ripristini di valore	(131)	(381)	250	65,6%
Totale	5.355	5.861	(506)	-8,6%

La voce "Ammortamenti e altri impairment" nel 2018 si decrementa di 506 milioni di euro.

Tale variazione deriva essenzialmente dalle modifiche allo IAS 1 a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9, in base alle quali gli impairment dei crediti commerciali e degli altri crediti del 2018 sono stati esposti in una voce separata. Gli importi comparativi relativi all'esercizio 2017, pari a 910 milioni di euro, non sono stati riclassificati in quanto l'IFRS 9 è stato applicato seguendo l'approccio semplificato previsto dallo stesso principio.

Tali effetti sono in parte compensati dai maggiori ammortamenti di attività immateriali per 270 milioni di euro, prevalentemente per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (93 milioni di euro) e per l'applicazione, a partire dal

2018, dell'IFRS 15 che ha comportato la riduzione dei costi per agenzie e teleseller in quanto capitalizzati ove siano incrementativi della base clienti (166 milioni di euro).

Infine si precisa che il leggero incremento degli ammortamenti degli immobili, impianti e macchinari (13 milioni di euro) è stato influenzato dai minori ammortamenti in distribuzione (94 milioni di euro) a seguito di uno studio del livello di performance operativa degli impianti di distribuzione, supportato da appositi advisor tecnici, a valle del quale è stata ritenuta ragionevole la previsione di allungamento delle vite economico-tecniche di alcune componenti degli impianti di distribuzione rispetto alle previsioni formulate in anni precedenti.

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Impairment:				
- immobili, impianti e macchinari	235	65	170	-
- investimenti immobiliari	3	10	(7)	-70,0%
- attività immateriali	31	7	24	-
- avviamento	3	-	3	-
- crediti commerciali	-	1.204	(1.204)	-
- altre attività	-	25	(25)	-
Totale impairment	272	1.311	(1.039)	-79,3%
Ripristini di valore:				
- immobili, impianti e macchinari	(86)	(53)	(33)	62,3%
- investimenti immobiliari	-	-	-	-
- attività immateriali	(45)	(9)	(36)	-
- crediti commerciali	-	(310)	310	-
- altre attività	-	(9)	9	-
Totale ripristini di valore	(131)	(381)	250	65,6%
TOTALE IMPAIRMENT E RELATIVI RIPRISTINI	141	930	(789)	-84,8%





La voce "Impairment" diminuisce di 1.039 milioni di euro rispetto al periodo precedente.

Si segnalano infatti maggiori impairment delle attività materiali e immateriali (194 milioni di euro), in particolare per la svalutazione di alcuni asset relativi alle biomasse e al solare in Italia (91 milioni di euro), degli asset di Nuove Energie (24 milioni di euro), degli impianti delle centrali di Augusta

e Bastardo (23 milioni di euro) e della centrale di Alcúdia in Spagna (82 milioni di euro). Tali incrementi sono in parte compensati dal ripristino di impairment della CGU Hellas (117 milioni di euro).

Nel 2017 tale voce accoglieva principalmente l'impairment degli asset geotermici della partecipata tedesca Erdwärme (42 milioni di euro) rilevato a seguito di insuccessi esplorativi.

9.f Altri costi operativi - Euro 2.889 milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	443	392	51	13,0%
Oneri per Titoli di Efficienza Energetica	607	776	(169)	-21,8%
Oneri per acquisto di certificati verdi	41	35	6	17,1%
Minusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	61	105	(44)	-41,9%
Imposte e tasse	1.126	1.197	(71)	-5,9%
Altri	611	381	230	60,4%
Totale	2.889	2.886	3	0,1%

Gli altri costi operativi, pari a 2.889 milioni di euro, registrano un incremento di 3 milioni di euro.

Tale variazione è sostanzialmente riferibile a:

- maggiori oneri, prevalentemente per il Buono Sociale in Spagna per 229 milioni di euro, in quanto nel 2017 si era concluso favorevolmente un giudizio che aveva comportato lo storno dei costi sostenuti nel corso del triennio 2015-2017;
- maggiori indennizzi a clienti e fornitori per 22 milioni di euro;
- minori oneri di compliance ambientale per 112 milioni di euro prevalentemente in Italia e Spagna;

→ minori oneri per imposte e tasse per 71 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alle minori imposte sulla generazione termica in Spagna (109 milioni di euro), anche per effetto del maggior ricorso alla generazione idraulica, solo parzialmente compensati dalle maggiori imposte sugli immobili per 25 milioni di euro, in particolare in Italia;

→ minori costi per 89 milioni di euro relativi al miglioramento dello standard qualitativo del servizio, principalmente decrementatisi in Argentina e solo in parte compensati dalle maggiori multe rilevate dalla distribuzione in Italia.

9.g Costi per lavori interni capitalizzati - Euro (2.264) milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Personale	(836)	(780)	(56)	-7,2%
Materiali	(852)	(618)	(234)	-37,9%
Altri	(576)	(449)	(127)	-28,3%
Totale	(2.264)	(1.847)	(417)	-22,6%

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 836 milioni di euro a costi del personale, per 852 milioni di euro a costi per materiali e per 576 milioni di euro a costi per servizi (rispettivamente 780 milioni di euro, 618 milioni di euro e 449 milioni

di euro nell'esercizio 2017). Gli oneri capitalizzati fanno principalmente riferimento allo sviluppo e alla realizzazione di maggiori investimenti soprattutto nell'ambito di Enel Green Power e della distribuzione.

10. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - Euro 483 milioni

I proventi netti derivanti dalla gestione del rischio commodity ammontano a 483 milioni di euro nel 2018 (proventi netti per 578 milioni di euro nel 2017), così composti:

→ proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 25 milioni di euro (proventi netti per 246 milioni di euro nel 2017);

→ proventi netti sui derivati al fair value con impatto a Conto economico per 458 milioni di euro (proventi netti per 332 milioni di euro nel 2017).

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 46 "Derivati ed hedge accounting".

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Proventi:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	93	284	(191)	-67,3%
- proventi da derivati di fair value rilevati a Conto economico	3.813	1.288	2.525	-
Totale proventi	3.906	1.572	2.334	-
Oneri:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(68)	(38)	(30)	-78,9%
- oneri da derivati di fair value rilevati a Conto economico	(3.355)	(956)	(2.399)	-
Totale oneri	(3.423)	(994)	(2.429)	-
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY VALUTATI AL FAIR VALUE	483	578	(95)	-16,4%

11. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - Euro 461 milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Proventi:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	1.087	728	359	49,3%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	851	847	4	0,5%
- proventi da derivati di fair value hedge	55	36	19	52,8%
Totale proventi	1.993	1.611	382	23,7%
Oneri:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(376)	(2.171)	1.795	82,7%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(1.124)	(552)	(572)	-
- oneri da derivati di fair value hedge	(32)	(43)	11	25,6%
Totale oneri	(1.532)	(2.766)	1.234	44,6%
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	461	(1.155)	1.616	-

I proventi netti da contratti derivati su tassi e cambi presentano un saldo di 461 milioni di euro nel 2018 (mentre nel 2017 si rilevavano oneri netti per 1.155 milioni di euro), così composto:

→ proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 711 milioni di euro (oneri netti per 1.443 milioni di euro nel 2017);

→ oneri netti sui derivati al fair value con impatto a Conto





economico per 273 milioni di euro (proventi netti per 295 milioni di euro nel 2017);

→ proventi netti sui derivati di fair value hedge per 23 milioni di euro (oneri netti per 7 milioni di euro nel 2017).

I risultati netti, rilevati nel 2018, su derivati sia di copertura

sia di trading, si riferiscono prevalentemente alla copertura del rischio di cambio. Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 46 "Derivati ed hedge accounting".

12. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - Euro (2.509) milioni

Altri proventi finanziari

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	93	52	41	78,8%
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	163	132	31	23,5%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	256	184	72	39,1%
Proventi finanziari su titoli non correnti designati al fair value through profit or loss	-	-	-	-
Differenze positive di cambio	910	1.852	(942)	-50,9%
Proventi da partecipazioni	12	54	(42)	-77,8%
Altri proventi	1.190	281	909	-
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	2.368	2.371	(3)	-0,1%

Gli "Altri proventi finanziari", pari a 2.368 milioni di euro, registrano un leggero decremento di 3 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, riferibile prevalentemente:

→ alla riduzione delle differenze positive di cambio per 942 milioni di euro, che risentono soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro. Tale variazione è dovuta prevalentemente a Enel Finance International (-1.052 milioni di euro) e a Enel SpA (-209 milioni di euro) e parzialmente compensata dal Gruppo Enel Américas (+212 milioni di euro) e da Enel Green Power Brasile (+62 milioni di euro);

→ al decremento dei proventi da partecipazioni per 42 milioni di euro, che nel 2018 risultano pari a 12 milioni di euro, dovuto essenzialmente alla rilevazione nel 2017 della plusvalenza per l'alienazione della partecipazione nella società indonesiana Bayan Resources (52 milioni di euro);

→ all'aumento degli altri proventi per 909 milioni di euro che si riferisce prevalentemente:

- alla rilevazione di proventi finanziari per 653 milioni di euro, a seguito dell'applicazione dello IAS 29, relativo

alla rendicontazione in economie iperinflazionate, alle società argentine, come meglio spiegato nella nota 2;

- all'adeguamento al 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 Energetický Plümylový Holding ("EPH"), che ha dato luogo alla rilevazione di proventi finanziari per 134 milioni di euro;

- alla rilevazione in Enel SpA di proventi finanziari per 54 milioni di euro connessi a rimborsi di imposte dirette;

- all'incremento degli interessi di mora per 38 milioni di euro soprattutto in e-distribuzione e nel Gruppo Enel Américas;

- all'aumento degli interessi e proventi maturati su attività finanziarie per accordi pubblici in concessione nelle società brasiliane per 30 milioni di euro;

→ all'aumento degli interessi e ad altri proventi su attività finanziarie per 72 milioni di euro, connesso essenzialmente a crediti finanziari soprattutto in Enel Finance International e nel Gruppo Enel Américas.

Altri oneri finanziari

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	408	357	51	14,3%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	1.953	1.987	(34)	-1,7%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	127	95	32	33,7%
Totale interessi passivi	2.488	2.439	49	2,0%
Differenze negative di cambio	1.378	820	558	68,0%
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	107	72	35	48,6%
Attualizzazione altri fondi	169	190	(21)	-11,1%
Oneri da partecipazioni	1	-	1	-
Altri oneri	734	387	347	89,7%
TOTALE ONERI FINANZIARI	4.877	3.908	969	24,8%

Gli "Altri oneri finanziari", pari a 4.877 milioni di euro, evidenziano un incremento complessivo di 969 milioni di euro rispetto al 2017. Tale variazione risente in particolare dei seguenti effetti:

- l'incremento delle differenze negative di cambio per 558 milioni di euro, che risentono soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro. Tale variazione è dovuta prevalentemente al Gruppo Enel Américas (269 milioni di euro), a Enel Green Power Brasile (115 milioni di euro) e a Enel SpA (60 milioni di euro);
- l'aumento degli altri oneri per 347 milioni di euro, dovuto prevalentemente ai seguenti fenomeni:
 - la rilevazione di oneri finanziari per 485 milioni di euro, a seguito dell'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate, alle società argentine;
 - minori interessi capitalizzati per 89 milioni di euro prevalentemente in Enel Green Power Brasile ed Enel Green Power Chile;
 - l'incremento di oneri per cessione di crediti con derecognition per 62 milioni di euro, riferibile prevalentemente a Enel Energia (23 milioni di euro), al Gruppo Enel Américas (per 21 milioni di euro) e a Servizio Elettrico Nazionale (14 milioni di euro);
 - riduzione di oneri finanziari per l'adeguamento del fair value del credito finanziario sorto a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding, che ha comportato il ripristino del valore complessivo del credito oggetto di impairment nel 2016 (220 milioni di euro). In

particolare, sono stati rilevati ripristini per 186 milioni di euro nel 2018 e per 34 milioni di euro nel 2017;

- la riduzione di oneri finanziari in Enel Finance International per 108 milioni di euro, connessi al rimborso anticipato di prestiti obbligazionari nel 2017 sulla base della "make whole call" option prevista dal contratto originario di finanziamento;
- riduzione degli oneri relativi a linee di credito revolving a medio-lungo termine per 52 milioni di euro, soprattutto in Enel SpA e in Enel Finance International;
- l'incremento degli interessi passivi su passività finanziarie per 49 milioni di euro. Tale variazione è dovuta all'incremento degli interessi passivi su prestiti bancari per 51 milioni di euro, soprattutto in Sud America, e su altri finanziamenti non bancari per 32 milioni di euro, dovuto prevalentemente all'incremento degli interessi passivi su tax partnership (21 milioni di euro). Tali effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione degli interessi passivi su prestiti obbligazionari per 34 milioni, essenzialmente in Enel SpA ed Enel Finance International;
- l'aumento degli oneri per l'attualizzazione delle passività per benefici ai dipendenti per 35 milioni di euro, essenzialmente dovuto al Gruppo Enel Américas (38 milioni di euro) prevalentemente per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo;
- il decremento degli oneri per attualizzazione altri fondi per 21 milioni di euro, relativo prevalentemente al Gruppo Enel Américas (28 milioni di euro) per l'effetto cambi e una minore attualizzazione di multe pregresse in contenzioso applicate dall'Autorità argentina.





13. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - **Euro 349 milioni**

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Proventi da partecipazioni in società collegate	521	225	296	-
Oneri da partecipazioni in società collegate	(172)	(114)	(58)	-50,9%
Totale	349	111	238	-

La quota di proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si incrementa, rispetto all'anno precedente, di 238 milioni di euro. Tale variazione è da riferire prevalentemente all'adeguamento di valore della partecipazione del 50% in Slovak Power Holding (362 milioni di euro) che negli esercizi precedenti era stata a più riprese svalutata. L'incremento in commento è dovuto alle modifiche dei parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo, inclusi negli accordi con EPH, oltreché

all'effetto netto derivante dalla contabilizzazione *pro quota* degli utili di esercizio conseguiti dalle società collegate e joint venture. Tali incrementi sono solo in parte compensati dalle svalutazioni di taluni asset riferiti alle società di progetto greche coinvolte nello sviluppo di impianti eolici nelle isole Cicladi (49 milioni di euro) e dei progetti di sviluppo delle biomasse in Italia (12 milioni di euro), e dall'effetto della rilevazione *pro quota* delle perdite di esercizio riferite alle società collegate e joint venture.

14. Imposte - **Euro 1.851 milioni**

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017	
Imposte correnti	2.014	1.926	88	4,6%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(150)	(59)	(91)	-
Totale imposte correnti	1.864	1.867	(3)	-0,2%
Imposte differite	92	(169)	261	-
Imposte anticipate	(105)	184	(289)	-
TOTALE	1.851	1.882	(31)	-1,6%

Le imposte dell'esercizio 2018 risultano pari a 1.851 milioni di euro, mentre nel 2017 presentavano un saldo di 1.882 milioni di euro.

Il minore ammontare delle imposte del 2018 rispetto all'esercizio precedente, pari a 31 milioni di euro, è ascrivibile essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- rilevazione di maggiori imposte anticipate sulle perdite pregresse da parte di Enel Distribuição Goiás per effetto delle misure di miglioramento dell'efficienza poste in essere dal Gruppo successivamente all'acquisto (274 milioni di euro);
- minori imposte in Italia per l'iscrizione di imposte anticipate (85 milioni di euro) per perdite pregresse di 3Sun a seguito della fusione in Enel Green Power SpA;
- regime fiscale agevolato applicabile al provento netto de-

rivante dalle partite non rientranti nei proventi ordinari rispetto a quanto registrato nell'esercizio a confronto (180 milioni di euro);

- riduzione delle imposte differite passive (61 milioni di euro) a seguito della riforma fiscale in Colombia che ha comportato la riduzione delle aliquote fiscali in forma progressiva dal 33% al 30%.

Tali decrementi sono stati in parte compensati dalle maggiori imposte derivanti dal miglioramento del risultato *ante* imposte, dalle imposte rilevate in Messico a seguito della cessione delle società del "Progetto Kino"; dal rilascio di imposte differite rilevato nel 2017 da Enel Green Power North America a seguito della riforma fiscale (170 milioni di euro) e dalla contabilizzazione nel 2017 di imposte anticipate in Argentina da parte di Edesur (60 milioni di euro).

Per la movimentazione delle imposte differite si rimanda alla nota 22.

Di seguito la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva:

Milioni di euro

	2018		2017	
Risultato <i>ante</i> imposte	8.201		7.211	
Imposte teoriche	1.968	24,0%	1.731	24,0%
Delta effetto fiscale su perdite di valore, plusvalenze e negative goodwill	(180)		(6)	
Iscrizione imposte differite su perdite pregresse in Sud America	(274)		(60)	
Iscrizione imposte differite su perdite pregresse in Italia	(86)		-	
Delta effetto fiscale su plusvalenza Kino e altre partite in Messico	100		-	
Effetto fiscalità differita per variazioni di aliquota	(61)		(182)	
IRAP	237		231	
Altre differenze, effetto delle diverse aliquote estere rispetto a quella teorica italiana e partite minori	147		168	
Totale	1.851		1.882	

15. 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).

	2018	2017	2018-2017	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	4.789	3.779	1.010	26,7%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	4.789	3.779	1.010	26,7%
Numero medio di azioni ordinarie	10.166.679.946	10.166.679.946	-	-
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,47	0,37	0,10	27,0%
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,47	0,37	0,10	27,0%
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	-	-



16. Immobili, impianti e macchinari - Euro 76.631 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2018 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali
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
Investimenti	14	451	3.114	25
Passaggi in esercizio	7	166	2.469	1
Differenze di cambio	(13)	(25)	(1.060)	1
Variazioni perimetro di consolidamento	1	(3)	107	-
Dismissioni	(2)	-	(27)	(4)
Ammortamenti	-	(169)	(3.753)	(24)
Impairment	(1)	(26)	(142)	-
Ripristini di valore	1	9	76	-
Altri movimenti	4	63	1.345	8
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	(5)	(93)	(528)	-
Totale variazioni	6	373	1.601	7
Costo storico	655	9.919	158.257	503
Fondo ammortamento e impairment cumulati	-	5.303	94.314	345
Consistenza al 31.12.2018	655	4.616	63.943	158

Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
1.321	1.054	429	6.363	173.745
1.022	311	282	-	98.808
299	743	147	6.363	74.937
67	6	15	2.838	6.530
29	(2)	23	(2.693)	-
(14)	(1)	-	(321)	(1.433)
3	14	-	7	129
(5)	-	(8)	(7)	(53)
(89)	(48)	(31)	-	(4.114)
-	-	-	(66)	(235)
-	-	-	-	86
16	2	1	(105)	1.334
-	-	-	76	(550)
7	(29)	-	(271)	1.694
1.401	1.077	411	6.092	178.315
1.095	363	264	-	101.684
306	714	147	6.092	76.631



Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 8.747 milioni di euro (8.702 milioni di euro al 31 dicembre 2017), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica in Iberia e Sud America per 4.390 milioni di euro (4.624 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in Sud America per 3.806 milioni di euro (3.453 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 18.

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2018 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 6.530 milioni di euro, registrano un decremento rispetto al 2017 di 327 milioni di euro, particolarmente concentrato negli impianti di generazione solare.

Milioni di euro

	2018	2017
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	400	577
- idroelettrici	504	450
- geotermoelettrici	114	224
- nucleari	156	127
- con fonti energetiche alternative	2.170	2.819
Totale impianti di produzione	3.344	4.197
Reti di distribuzione di energia elettrica	3.090	2.627
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	96	33
TOTALE	6.530	6.857

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 3.344 milioni di euro, con un decremento di 853 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito di minori investimenti in impianti di generazione da fonti energetiche alternative rilevati in Brasile, Perù, Messico e Stati Uniti. Gli investimenti in impianti di produzione con fonti energetiche alternative si riferiscono principalmente a impianti eolici per 1.792 milioni di euro e a impianti fotovoltaici per 375 milioni di euro.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 3.090 milioni di euro, risultano in incremento di 463 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente e sono da riferire prevalentemente al miglioramento della qualità del servizio e alle attività relative alla sostituzione dei contatori elettronici per la realizzazione del piano Open Meter in Italia.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2018 si riferiscono principalmente all'acquisizione di Parques Eólicos Gestinver (139 milioni di euro), società operante nella produzione di energia da fonte eolica, all'acquisizione di Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta (65 milioni di euro), società operante nella distribuzione e vendita di energia elettrica nella città autonoma di Ceuta in Nord Africa, e all'acquisizione della società di distribu-

zione brasiliana Enel Distribuição São Paulo (14 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla cessione, in data 14 dicembre 2018, di Enel Green Power Uruguay e della relativa società veicolo Estrellada.

La "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" è da riferirsi principalmente al valore contabile di tre parchi solari in Brasile (620 milioni di euro) che a seguito delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riclassifica delle società di progetto relative al parco eolico Kafireas come non più disponibili per la vendita a seguito del venir meno dei presupposti e delle condizioni per dare seguito alla cessione.

Gli "Altri movimenti" includono gli effetti dello IAS 29 sugli impianti, immobili e macchinari di apertura al 1° gennaio 2018 e quelli dell'iperinflazione cumulati al 31 dicembre 2018 per un valore complessivo di 1.130 milioni di euro, nonché l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati per 77 milioni di euro (167 milioni di euro nel 2017), dettagliati nella tabella seguente.

Milioni di euro

	2018	Tasso %	2017	Tasso %	2018-2017	
Enel Green Power SpA	4	1,7%	14	4,8%	(10)	-71,4%
PH Chucas SA	-	-	1	6,1%	(1)	-
Enel Green Power Brasile	19	0,9%	84	6,8%	(65)	-77,4%
Enel Green Power North America	9	0,5%	10	1,3%	(1)	-10,0%
Enel Green Power México	3	5,2%	12	4,6%	(9)	-75,0%
Enel Green Power South Africa	6	6,3%	7	7,8%	(1)	-14,3%
Gruppo Enel Américas	16	8,5%	7	9,0%	9	-
Gruppo Enel Chile	9	7,7%	19	5,2%	(10)	-52,6%
Gruppo Endesa	4	1,9%	8	2,1%	(4)	-50,0%
Enel Produzione	7	4,8%	5	4,8%	2	40,0%
Totale	77		167		(90)	-53,9%

Al 31 dicembre 2018, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 583 milioni di euro.

17. 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 da contratti con clienti al 31.12.2018	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2018	Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2018
Enel Distribuição Rio	Stato brasiliano Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1997-2026	8 anni	Si	108	761	672
Enel Distribuição Ceará	Stato brasiliano Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	10 anni	Si	36	425	648
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	28 anni	No	-	6	-
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	28 anni	No	-	31	-
Enel Distribuição Goiás	Stato brasiliano Distribuzione di energia elettrica	Brasile	2015-2045	27 anni	No	106	29	458
Enel Green Power Volta Grande	Stato brasiliano Produzione di energia elettrica	Brasile	2017-2047	29 anni	No	-	320	-
Enel Distribuição São Paulo	Stato brasiliano Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	10 anni	No	86	855	1.002
Totale						336	2.428	2.780





Il valore dei beni al termine della concessione, classificati tra le attività finanziarie, è valutato al fair value. Per mag-

giori dettagli si rimanda alla nota 47 "Attività misurate al fair value".

18. 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 del-

la 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

	2018	2017	2018-2017	
Immobilizzazioni materiali	714	743	(29)	-3,9%
Immobilizzazioni immateriali	-	-	-	-
Totale	714	743	(29)	-3,9%

Nella seguente tabella viene rappresentata la riconciliazione tra il totale dei pagamenti minimi futuri e il loro valore

attuale, distinti per scadenza con riferimento ai contratti ritenuti nello scopo dello IAS 17-IFRIC 4.

Milioni di euro	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
	Pagamenti minimi futuri	Valore attuale dei pagamenti minimi futuri	Pagamenti minimi futuri	Valore attuale dei pagamenti minimi futuri
Periodi				
Entro un anno	98	65	88	58
Tra un anno e cinque anni	345	221	326	210
Oltre cinque anni	518	369	573	426
Totale	961	655	987	694
Oneri finanziari	(306)	-	(293)	-
Valore attuale dei pagamenti minimi previsti	655	-	694	-

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

	2018
Pagamenti minimi	2.441
Canoni potenziali	10
Pagamenti per subleasing	-
Totale	2.451

I pagamenti minimi futuri dovuti dal Gruppo per i leasing operativi sono dettagliati, in base alla scadenza, nella successiva tabella.

Milioni di euro

	2018
Periodi	
Entro un anno	230
Tra uno e cinque anni	657
Oltre cinque anni	1.554
Totale	2.441

19. Investimenti immobiliari - *Euro 135 milioni*

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2018 ammontano a 135 milioni di euro e presentano un incremento pari a 58 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Milioni di euro

	2018
Costo storico	121
Fondo ammortamento e impairment cumulati	44
Consistenza al 31.12.2017	77
Passaggi in esercizio	-
Differenze di cambio	-
Variazioni perimetro di consolidamento	12
Ammortamenti	(7)
Impairment	(3)
Altri movimenti	56
Totale variazioni	58
Costo storico	179
Fondo ammortamento e impairment cumulati	44
Consistenza al 31.12.2018	135

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 ri-classifica del terreno di La Palma, ex sede degli uffici di Gas

y Electricidad Generación SAU, per il quale nel corso del 2018 è stato effettuato il cambio di destinazione da immobile a uso proprio del Gruppo a investimento immobiliare, nonché all'acquisizione della società di distribuzione brasiliana Enel Distribuição São Paulo.

Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda alle note 47 "Attività misurate al fair value" e 47.1 "Attività con indicazione del fair value".



20. Attività immateriali - Euro 19.014 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativa all'esercizio 2018 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	Contract cost	Totale
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
Investimenti	4	97	11	442	57	520	220	1.351
Passaggi in esercizio	16	129	6	-	233	(384)	-	-
Differenze di cambio	(1)	(8)	(334)	(175)	8	(15)	-	(525)
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	1.440	968	54	-	-	2.462
Dismissioni	(1)	(3)	(1)	(29)	(13)	-	-	(47)
Ammortamenti	(5)	(181)	(199)	(291)	(243)	-	(166)	(1.085)
Impairment	-	-	-	-	(23)	(8)	-	(31)
Ripristini di valore	-	-	6	-	39	-	-	45
Altri movimenti	1	23	74	(349)	(131)	6	451	75
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	-	-	(7)	52	-	45
Totale variazioni	14	57	1.003	566	(26)	171	505	2.290
Costo storico	42	2.352	15.246	6.899	3.294	985	986	29.804
Fondo ammortamento e impairment cumulati	19	1.987	1.705	4.119	2.479	-	481	10.790
Consistenza al 31.12.2018	23	365	13.541	2.780	815	985	505	19.014

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 utilizza-

zione (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 2018.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2018	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	-	1.457	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.522	1.667
Enel Distribución Perú (ex Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Repubblica del Perú	Distribuzione di energia elettrica	Perù	Indefinito	Indefinito	-	614	548
Enel Distribuție Muntenia	Ministero dell'Economia rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Romania	2005-2054	35 anni	Si	138	191

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 9.271 milioni di euro (9.445 milioni di euro al 31 dicembre 2017), riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.678 milioni di euro), Colombia (1.457 milioni di euro), Cile (1.522 milioni di euro) e Perù (614 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 26.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2018 si riferiscono principalmente dall'acquisizione della società di distribuzione brasiliana Enel Distribuição São Paulo (2.411 milioni di euro) e risente delle rettifiche

per l'allocatione del prezzo di acquisto, solo in parte compensate dalle cessioni del periodo.

Gli "Impairment" ammontano nel 2018 a 31 milioni di euro; per ulteriori dettagli si rinvia alla nota 9.e.

Gli "Altri movimenti" includono l'iscrizione al 1° gennaio 2018 della voce relativa ai contract cost, nonché la riclassifica di accordi per servizi pubblici in concessione ("public-to-private" in fase di costruzione) ad attività derivanti da contratti con i clienti non correnti in Brasile a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15.

La "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" per 45 milioni di euro si riferisce sostanzialmente alla riclassifica delle società di progetto relative al parco eolico Kafireas come non più disponibili per la vendita a seguito del venir meno dei presupposti e delle condizioni per dare seguito alla cessione.



21. Avviamento - Euro 14.273 milioni

L'“Avviamento” è pari a 14.273 milioni di euro, con un incremento nell'esercizio di 527 milioni di euro.

Milioni di euro	al 31.12.2017		Valore netto	Variaz. perim.	Differ. cambio
	Costo storico	Impairment cumulati			
Iberia ⁽¹⁾	11.156	(2.392)	8.764	21	-
Cile	1.209	-	1.209	-	-
Argentina	276	-	276	-	-
Perù	561	-	561	-	-
Colombia	530	-	530	-	-
Brasile	945	-	945	466	32
America Centrale	56	-	56	2	1
Enel Green Power North America	106	(11)	95	-	-
Enel X North America	292	-	292	-	14
Mercato Italia ⁽²⁾	579	-	579	-	-
Enel Green Power Italia	23	-	23	-	-
Romania ⁽³⁾	426	(13)	413	-	-
Tynemouth Energy	3	-	3	-	-
Totale	16.162	(2.416)	13.746	489	47

(1) Include Endesa ed Enel Green Power España.

(2) Include Enel Energia.

(3) Include Enel Distribuție Muntenia, Enel Energie Muntenia ed Enel Green Power Romania.

La “Variazione del perimetro di consolidamento” si riferisce all'acquisizione della società di distribuzione brasiliana Enel Distribuição São Paulo (466 milioni di euro) che risente delle rettifiche per l'allocazione del prezzo di acquisto, nonché all'acquisizione di Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, società operante nella distribuzione e vendita di energia elettrica nella città autonoma di Ceuta in Nord Africa.

La “Riclassifica da/ad ‘Attività possedute per la vendita’”, pari a 23 milioni di euro, è riferita alla porzione del goodwill associato alla Cash Generating Unit Brasile attribuita a tre parchi solari in Brasile per i quali nel corso dell'esercizio si è verificata l'esistenza dei requisiti previsti dall'IFRS 5 per tale classificazione.

L'“Impairment”, pari a 3 milioni di euro, si riferisce all'adeguamento di valore al prezzo di cessione dell'impianto di produzione di energia elettrica da biomasse di Finale Emilia.

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, tenendo conto anche dell'organizzazione aziendale nonché del livello di analiticità della reportistica monitorata dal management.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli discounted cash flow, che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando input di mercato quali tassi risk-free, beta e market risk premium.

I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima, tenuto anche conto dei rischi specifici delle singole CGU, e desumibili:

Impairment	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti	al 31.12.2018		
			Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto
-	-	-	11.177	(2.392)	8.785
-	-	-	1.209	-	1.209
-	-	-	276	-	276
-	-	-	561	-	561
-	-	-	530	-	530
-	(23)	-	1.420	-	1.420
-	-	(5)	54	-	54
-	-	-	106	(11)	95
-	-	22	328	-	328
-	-	-	579	-	579
(3)	-	-	23	(3)	20
-	-	-	426	(13)	413
-	-	-	3	-	3
(3)	(23)	17	16.692	(2.419)	14.273

- per il periodo esplicito, dal piano industriale quinquennale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo, in data 19 novembre 2018, contenente le previsioni in ordine ai volumi, ai ricavi, ai costi operativi, agli investimenti agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili macroeconomiche (inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio) e delle commodity. Si segnala che il periodo esplicito dei flussi di cassa preso in considerazione per l'impairment test varia in funzione delle specificità e dei cicli economici dei business relativi alle diverse CGU sottoposte a tale procedura. Tali differenze di durata sono generalmente definite in base ai diversi tempi medi di realizzazione delle opere e di messa in esercizio degli investimenti caratteristici degli specifici business che compongono le CGU (generazione convenzionale, nucleare, rinnovabile, distribuzione ecc.);
- per gli anni successivi, tenendo in considerazione le ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa, la vita media utile

residua degli asset o la durata delle concessioni.

In particolare, il valore terminale è stato stimato come rendita perpetua o rendita annua con un tasso di crescita nominale pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento. Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio, a eccezione di quanto indicato successivamente. Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore, in particolare WACC, tasso di crescita di lungo periodo e margini, le cui risultanze supportano integralmente tale valore.





Di seguito vengono riportati 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.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre-tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value ⁽³⁾
al 31.12.2018					
Iberia ⁽⁴⁾	8.785	1,6%	6,9%	5 anni	Perpetuità/24 anni
Cile	1.209	2,6%	7,5%	5 anni	Perpetuità/25 anni
Argentina	276	7,1%	20,1%	5 anni	Perpetuità
Perù	561	3,4%	6,8%	5 anni	Perpetuità/26 anni
Colombia	530	3,0%	9,3%	5 anni	Perpetuità/28 anni
Brasile	1.420	4,0%	9,5%	5 anni	Perpetuità/26 anni
America Centrale	54	1,5%	9,0%	5 anni	24 anni
Enel Green Power North America	95	2,3%	6,8%	5 anni	25 anni
Enel X North America	328	2,3%	10,3%	5 anni	Perpetuità
Mercato Italia ⁽⁵⁾	579	0,7%	11,0%	5 anni	15 anni
Enel Green Power Italia	20	1,0%	6,7%	5 anni	Perpetuità/23 anni
Romania ⁽⁶⁾	413	2,4%	6,8%	5 anni	Perpetuità/18 anni
Tynemouth Energy	3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.

(2) Il WACC pre-tax è 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 alla CGU Mercato Italia.

(6) Include Enel Distribuție Muntenia, Enel Energie Muntenia ed Enel Green Power Romania.

Al 31 dicembre 2018, dagli impairment test effettuati sulle CGU alle quali risultava allocato un goodwill non sono emerse perdite di valore, analogamente a quanto accaduto per l'esercizio 2017.

Importo	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre-tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value ⁽³⁾
al 31.12.2017				
8.764	1,7%	6,9%	5 anni	Perpetuità/19 anni
1.209	2,9%	7,4%	5 anni	Perpetuità/23 anni
276	8,6%	18,7%	5 anni	Perpetuità/29 anni
561	3,4%	6,9%	5 anni	Perpetuità/27 anni
530	2,9%	9,3%	5 anni	Perpetuità/29 anni
945	4,0%	10,0%	5 anni	Perpetuità/26 anni
56	1,4%	8,2%	5 anni	26 anni
95	2,3%	6,4%	5 anni	25 anni
292	2,3%	10,3%	5 anni	15 anni
579	0,7%	10,8%	5 anni	15 anni
23	1,9%	7,3%	5 anni	Perpetuità/22 anni
413	2,4%	6,7%	5 anni	Perpetuità/19 anni
3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.



22. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 8.305 milioni ed euro 8.650 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 vigo-

re, 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 31.12.2017			
Attività per imposte anticipate:			
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.617	(83)	-
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.439	9	-
- perdite fiscalmente riportabili	167	336	-
- valutazione strumenti finanziari	690	(9)	118
- benefici al personale	604	(2)	51
- altre partite	1.837	(150)	(3)
Totale	6.354	101	166
Passività per imposte differite:			
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	6.051	(132)	-
- valutazione strumenti finanziari	237	10	146
- altre partite	2.060	202	-
Totale	8.348	80	146
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 2018, in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari a 8.305 milioni di euro (6.354 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Le imposte anticipate nel corso dell'anno si incrementano di 1.951 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della variazione di perimetro e l'allocazione del prezzo per l'acquisto di Enel Distribuição São Paulo (704 milioni di euro) e dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15, che ha comportato la rilevazione della componente fiscale sulle rettifiche operate al 1° gennaio 2018 su alcune voci patrimoniali, principalmente in e-distribuzione (1.066 milioni di euro). Inoltre, le imposte anticipate si incrementano per la rilevazione di quelle risultanti dalle perdite pregresse di Enel Distribuição Goiás (274 milioni di euro) e di Enel Green

Power SpA (85 milioni di euro) a seguito della fusione per incorporazione di 3Sun.

Tale incremento è solo in parte compensato dalle maggiori imposte anticipate rilevate nel 2017 in Argentina sulle perdite pregresse, viste le migliorate prospettive reddituali delle società ivi residenti.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate (per 318 milioni di euro) su perdite fiscali pregresse pari a 1.218 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 8.650 milioni di euro al 31 dicembre 2018 (8.348 milioni di euro al 31 dicembre 2017), accolgono essenzialmente la determinazio-

Variazioni perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica "Attività possedute per la vendita"	
al 31.12.2018				
135	3	(3)	-	1.669
288	(40)	30	-	1.726
46	(10)	(31)	-	508
3	(1)	-	-	801
209	(3)	10	-	869
32	(9)	1.026	(1)	2.732
713	(60)	1.032	(1)	8.305
610	(200)	295	14	6.638
-	(1)	11	-	403
61	(29)	(685)	-	1.609
671	(230)	(379)	14	8.650
				4.581
				3.116
				1.810

ne 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.

Le imposte differite si incrementano complessivamente di 302 milioni di euro, in particolare per effetto della variazione di perimetro per l'acquisto di Enel Distribuição São Paulo (655 milioni di euro) e dell'applicazione dello IAS 29 sulle società argentine (189 milioni di euro), cui si aggiunge l'effetto fiscale associato prevalentemente alla prima applicazione dell'IFRS 15 per la capitalizzazione dei costi di acquisizione della clientela in Enel Energia (98 milioni di euro) e in Endesa Energia (24 milioni di euro).

Tali incrementi sono in parte compensati prevalentemente dal reversal, nella distribuzione in Spagna, delle imposte differite precedentemente stanziati per il rinvio del riconoscimento dei ricavi relativi alle connessioni dei clienti (-557 milioni di euro), come previsto dall'IFRS 15, e dalla riduzione dell'aliquota fiscale dal 33% al 30% in Colombia per effetto della riforma tributaria (61 milioni di euro).





23. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 2.099 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 31.12.2017				
Società a controllo congiunto				
Slovak Power Holding	190	50,0%	362	-
EGPNA Renewable Energy Partners	404	50,0%	36	-
OpEn Fiber	343	50,0%	(56)	-
Zacapa Topco Sàrl	-	50,0%	(5)	150
Società "Progetto Kino"	-	20,0%	(2)	82
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	73	43,8%	7	-
Rocky Caney Holding	39	-	2	-
Drift Sand Wind Project	32	50,0%	4	-
Front Marítim del Besòs	-	-	-	37
Enel Green Power Bungala	13	50,0%	1	-
RusEnergoSbyt	36	49,5%	34	-
Energie Electrique de Tahaddart	30	32,0%	2	-
Transmisora Eléctrica de Quillota	12	50,0%	1	-
EF Solare Italia	163	50,0%	(9)	(135)
PowerCrop	12	50,0%	(12)	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	6	51,0%	2	(8)
Società collegate				
Elica 2	49	30,0%	(49)	-
Tecnatom	29	45,0%	-	-
Suministradora Eléctrica de Cádiz	13	33,5%	2	-
Compañía Eólica Tierras Altas	12	35,6%	1	-
New Cogenerazione.Si	-	20,0%	-	8
Altre minori	142		28	-
Totale	1.598		349	134

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, e si riferisce principalmente all'adeguamento del valore della partecipazione del 50% in Slovak Power Holding (per 362 milioni di euro) che negli esercizi precedenti era stata svalutata. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dalla svalutazione delle società di progetto greche coinvolte nello sviluppo di impianti eolici nelle isole Cicladi (49 milioni di euro) e dei progetti di sviluppo delle biomasse in Italia (12 milioni di euro). Non sono stati rilevati indicatori

di impairment sulle altre partecipazioni a equity.

La voce "Variazioni di perimetro" fa riferimento principalmente all'acquisizione del capitale della società veicolo Zacapa Topco Sàrl, nella quale è confluito il 100% di Ufinet International, operatore wholesale di reti in fibra ottica leader in America Latina, e alla valutazione con metodo del patrimonio netto, a seguito della cessione dell'80% del capitale sociale, delle società rinnovabili messicane (c.d. società del "Progetto Kino") per la restante quota di pertinenza del Gruppo. Tali effetti sono stati in parte compensati dalla

Dividendi	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti			Quota %
al 31.12.2018					
-	-	(55)	497		50,0%
-	-	19	459		50,0%
-	-	107	394		50,0%
-	-	2	147		21,4%
-	-	(1)	79		20,0%
(8)	-	-	72		43,8%
-	-	2	43		20,0%
-	-	-	36		50,0%
-	-	-	37		61,4%
-	-	26	40		50,0%
(44)	-	9	35		49,5%
(5)	-	-	27		32,0%
-	-	(1)	12		50,0%
(16)	-	(3)	-		50,0%
-	-	-	-		50,0%
-	-	-	-		51,0%
-	-	-	-		30,0%
-	-	-	29		45,0%
(5)	-	-	10		33,5%
(2)	-	-	11		35,6%
-	-	-	8		20,0%
(6)	6	(7)	163		
(86)	6	98	2.099		

cessione, in data 27 dicembre 2018, della joint venture EF Solare Italia detenuta da Marte Srl per un corrispettivo pari a 214 milioni di euro.

Negli "Altri movimenti" si riportano *pro quota*, prevalentemente, i movimenti delle riserve OCI o altri movimenti rilevati direttamente a equity. In particolare, i 55 milioni di euro di Slovak Power Holding si riferiscono ai movimenti OCI sui derivati di cash flow hedge, mentre i 107 milioni di euro di OpEn Fiber sono riconducibili a un incremento delle riserve per futuro aumento di capitale da parte dei soci

(per 125 milioni di euro) e riserve OCI per derivati di cash flow hedge (-18 milioni di euro).

Si segnala che l'applicazione del metodo del patrimonio netto alla partecipazione in RusEnergosbynt incorpora un avviamento implicito di 27 milioni di euro.





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 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Società a controllo congiunto						
Slovak Power Holding	9.295	9.079	922	757	10.217	9.836
OpEn Fiber	2.084	1.224	313	125	2.397	1.349
Zacapa Topco Sàrl	1.343	-	81	-	1.424	-
RusEnergoSbyt	3	4	116	138	119	142
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	203	250	163	149	366	399
Energie Electrique de Tahaddart	91	93	11	27	102	120
Società collegate						
Tecnatom	51	74	67	59	118	133
Suministradora Eléctrica de Cádiz	6	71	70	24	76	95
Compañía Eólica Tierras Altas	6	29	27	6	33	35

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
5.643	5.298	981	981	6.624	6.279	3.593	3.557
1.043	369	565	281	1.608	650	789	699
669	-	65	-	734	-	690	-
-	-	112	127	112	127	7	15
72	129	126	102	198	231	168	168
8	10	9	16	17	26	85	94
29	25	24	43	53	68	65	65
26	23	21	34	47	57	29	38
3	2	2	1	5	3	28	32



Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operations	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Società a controllo congiunto						
Slovak Power Holding	2.587	2.362	205	141	103	104
OpEn Fiber	114	68	(162)	(15)	(127)	(11)
Zacapa Topco Sàrl	91	-	(21)	-	(25)	-
RusEnergoSbyt	2.378	2.515	88	106	70	85
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	234	267	30	34	21	23
Energie Electricque de Tahaddart	35	56	7	30	5	21
Società collegate						
Tecnatom	97	57	-	(9)	-	(9)
Suministradora Eléctrica de Cádiz	10	5	6	3	6	3
Compañía Eólica Tierras Altas	12	11	4	2	3	1

24. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Contratti derivati attivi	1.005	702	3.914	2.309
Contratti derivati passivi	2.609	2.998	4.343	2.260

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, si rimanda a quanto commentato nella nota 46 rispettivamente per i derivati di copertura e i derivati di trading.

25. Attività/(Passività) derivanti da contratti con i clienti non correnti/correnti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Attività derivanti da contratti con i clienti	346	-	135	-
Passività derivanti da contratti con i clienti	6.306	-	1.095	-

Le attività derivanti da contratti con i clienti non correnti si riferiscono principalmente alle attività in fase di realizzazione derivanti da accordi per servizi pubblici in concessione “public-to-private” rilevati secondo quanto previsto dall’IFRIC 12, con scadenza oltre i 12 mesi (336 milioni di euro). In effetti tale casistica ricorre nei casi in cui il concessionario non ha ancora maturato pienamente il diritto a farsi riconoscere tali attività dal concedente, nell’ipotetico termine della concessione, in quanto contrattualmente sussiste tuttavia un’obbligazione di fare perché il bene entri in esercizio. Si precisa che il valore al 31 dicembre 2018 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 271 milioni di euro, di cui 80 milioni di euro derivanti dall’acquisizione di Enel Distribuição São Paulo.

Le attività derivanti da contratti con i clienti correnti accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (109 milioni di euro) relative a commesse ancora aperte il cui corrispettivo è subordinato all’adempimento di una prestazione contrattuale.

Le passività derivanti da contratti con i clienti non corren-

ti fanno riferimento alla rilevazione al 1° gennaio 2018, per effetto dell’applicazione dell’IFRS 15 e tenuto conto degli obblighi regolamentari in essere nelle diverse giurisdizioni in cui il Gruppo opera, delle passività da contratti relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica, precedentemente rilevati a Conto economico al momento dell’allaccio. Il valore al 31 dicembre 2018 è da attribuire principalmente alla distribuzione in Italia (3.613 milioni di euro), Spagna (2.251 milioni di euro) e Romania (405 milioni di euro). Per ulteriori dettagli si rimanda alla nota 2.

Le passività derivanti da contratti con i clienti correnti accolgono le passività da contratti relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica con scadenza entro i 12 mesi per 726 milioni di euro rilevate in Italia e Spagna, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione (326 milioni di euro).

I dati comparativi, riferiti all’esercizio 2017, delle voci in commento non sono stati riclassificati in quanto la prima applicazione dell’IFRS 15 è stata effettuata utilizzando l’approccio semplificato previsto dallo stesso principio.



26. Altre attività finanziarie non correnti - Euro 5.769 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	63	58	5	8,6%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 26.1)	3.272	2.444	828	33,9%
Accordi per servizi in concessione	2.415	1.476	939	63,6%
Risconti attivi finanziari non correnti	19	24	(5)	-20,8%
Totale	5.769	4.002	1.767	44,2%

Il totale delle "Altre attività finanziarie non correnti" si incrementa nel 2018 di 1.767 milioni di euro rispetto al valore dell'anno precedente. La variazione risente in particolare dei maggiori crediti inclusi nell'indebitamento finanziario netto, così come commentati nella nota 26.1, e negli accordi per servizi in concessione, il cui incremento deriva per 855 milioni di euro dal consolidamento di Enel Distribuição São Paulo. 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.

La voce "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value" accoglie, in linea con quanto stabilito dall'IFRS 9, il saldo delle "Partecipazioni in altre imprese" precedentemente valutate al costo. La variazione è da ricondurre, prevalentemente, agli adeguamenti di valore come dettagliato di seguito.

Milioni di euro

Quota %

Quota %

	al 31.12.2018	Quota %	al 31.12.2017	Quota %	2018-2017
Galsi	14	17,6%	17	17,6%	(3)
Empresa Propietaria de la Red SA	17	11,1%	5	11,1%	12
European Energy Exchange	8	2,2%	6	2,2%	2
Athonet Srl	7	16,0%	-	-	7
Korea Line Corporation	2	0,3%	2	0,3%	-
TAE Technologies Inc.	1	1,2%	5	1,2%	(4)
Echelon	-	-	1	7,1%	(1)
Altre	14		22		(8)
Totale	63		58		5

26.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Titoli al FVOCI	360	382	(22)	-5,8%
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	-	3	(3)	-
Crediti finanziari diversi	2.912	2.059	853	41,4%
Totale	3.272	2.444	828	33,9%

I "Titoli al FVOCI" rappresentano gli strumenti finanziari nei quali le società assicurative olandesi investono parte della loro liquidità.

I "Crediti finanziari diversi" si incrementano nel 2018 di 853 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è principalmente connessa ai seguenti fenomeni:

- incremento per 427 milioni di euro del credito finanziario vantato da Enel Finance International verso le società del "Progetto Kino" a seguito del deconsolidamento delle stesse;
- adeguamento al fair value, per 320 milioni di euro, del valo-

re 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. La variazione dell'anno risente del modificarsi di alcuni parametri, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di Slovenské elektrárne, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di Slovenské elektrárne misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce. Tali incrementi sono solo in parte compensati dal decremento dei depositi cauzionali per 106 milioni di euro.

27. Altre attività non correnti - Euro 1.272 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	200	200	-	-
Altri crediti	1.072	864	208	24,1%
Totale	1.272	1.064	208	19,5%

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" ammontano a 200 milioni di euro al 31 dicembre 2018, sostanzialmente immutati rispetto al precedente esercizio.

La voce "Altri crediti" al 31 dicembre 2018 include principalmente crediti tributari per 231 milioni di euro (261 milioni di euro al 31 dicembre 2017), depositi cauzionali per 307 milioni di euro (189 milioni di euro a fine 2017) e contributi

non monetari da ricevere relativi a certificati verdi per 50 milioni di euro (61 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

La variazione dell'anno risente prevalentemente del consolidamento di Enel Distribuição São Paulo e delle "contingent consideration" (per 91 milioni di euro) riferite allo sviluppo di nuovi progetti (parchi eolici di High Lonesome, Outlaw e Road Runner).





28. Rimanenze - Euro 2.818 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	1.260	1.215	45	3,7%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	1.345	1.136	209	18,4%
Totale	2.605	2.351	254	10,8%
Certificati ambientali:				
- CO ₂ emissioni inquinanti	119	287	(168)	-58,5%
- certificati verdi	16	14	2	14,3%
- certificati di efficienza energetica	-	1	(1)	-
Totale	135	302	(167)	-55,3%
Immobili destinati alla vendita	57	62	(5)	-8,1%
Acconti	21	7	14	-
TOTALE	2.818	2.722	96	3,5%

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo, pari a 2.605 milioni di euro al 31 dicembre 2018 (2.351 milioni di euro al 31 dicembre 2017), sono costituite dalle giacenze di combustibili, in particolare gas, 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 rima-

nenze (96 milioni di euro) è da ricondurre principalmente all'aumento di quest'ultimi, oltre che a un aumento delle scorte di gas.

Più bassa è invece la giacenza di magazzino delle quote di CO₂ in relazione alla compliance del Gruppo e alle minori quote finalizzate all'attività di trading.

Gli immobili destinati alla vendita si riferiscono a unità residue del patrimonio immobiliare del Gruppo, costituite in massima parte da immobili a uso civile.

29. Crediti commerciali - Euro 13.587 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	8.556	11.123	(2.567)	-23,1%
- distribuzione e vendita di gas	1.145	2.029	(884)	-43,6%
- altre attività	3.687	1.234	2.453	-
Totale crediti verso clienti	13.388	14.386	(998)	-6,9%
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	199	143	56	39,2%
TOTALE	13.587	14.529	(942)	-6,5%

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 2.828 milioni di euro, a fronte di un saldo di 2.402 milioni di euro registrato alla fine del periodo precedente. Nello specifico la riduzione del periodo è prevalentemente riconducibile ai minori

crediti per la vendita e il trasporto dell'energia e per la vendita di gas, alle maggiori svalutazioni effettuate nonché al maggior ricorso alle cessioni di credito.

Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 43 "Strumenti finanziari".

30. Altre attività finanziarie correnti - Euro 5.160 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	5.003	4.458	545	12,2%
Altre	157	156	1	0,6%
Totale	5.160	4.614	546	11,8%

30.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - Euro 5.003 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.522	1.094	428	39,1%
Crediti per factoring	-	42	(42)	-
Titoli al FVOCI	72	69	3	4,3%
Crediti finanziari e cash collateral	2.559	2.664	(105)	-3,9%
Altre	850	589	261	44,3%
Totale	5.003	4.458	545	12,2%

Le "Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento" ammontano a 5.003 milioni di euro (4.458 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

La variazione della voce è principalmente riconducibile alla maggiore "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" che si incrementa di 428 milioni di euro a seguito so-





prattutto dell'aumento dei crediti finanziari verso il sistema elettrico spagnolo per il finanziamento del deficit tariffario, oltre che dell'ingresso nel perimetro di Enel Distribuição São Paulo.

In crescita di 261 milioni di euro è anche la voce residuale "Altre", per l'aumento dei crediti finanziari registrati da Enel Finance International nei confronti delle società messicane

del "Progetto Kino", consolidate con il metodo del patrimonio netto.

I crediti finanziari e cash collateral sono invece in riduzione di 105 milioni di euro a seguito della flessione dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati over the counter su tassi e cambi.

31. Altre attività correnti - Euro 2.983 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	745	853	(108)	-12,7%
Anticipi a fornitori	299	217	82	37,8%
Crediti verso il personale	30	20	10	50,0%
Crediti verso altri	1.139	872	267	30,6%
Crediti tributari diversi	622	517	105	20,3%
Ratei e risconti attivi operativi	148	150	(2)	-1,3%
Attività per lavori in corso su ordinazione	-	66	(66)	-
Totale	2.983	2.695	288	10,7%

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" includono principalmente i crediti relativi al sistema Italia per 526 milioni di euro (575 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e al sistema Spagna per 185 milioni di euro (260 milioni di euro al 31 dicembre 2017). La riduzione di tale voce nel periodo deriva, principalmente, dall'incasso del rimborso del 2017 del Buono Sociale, relativo agli esercizi 2014, 2015 e 2016, a esito di una sentenza favorevole a Endesa. Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine, pari a 200 milioni di euro (200 milioni di euro nel 2017), i crediti operativi verso operatori istituzionali di mercato al 31 dicembre 2018 ammontano complessivamente a 945 milioni di euro (1.053 milioni di euro al 31 dicembre 2017), a fronte di debiti per 4.117 milioni di euro (5.029 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

L'aumento dei crediti verso altri per 267 milioni di euro è ri-

conducibile soprattutto all'operazione di cessione delle otto società rinnovabili in Messico; tale voce, infatti, accoglie il credito di Enel Green Power SpA verso l'investitore istituzionale Caisse de dépôt et placement du Québec e verso il veicolo di investimenti CKD Infraestructura México SA de Cv.

L'aumento dei crediti tributari diversi per 105 milioni di euro è riconducibile al maggior acconto IVA rispetto a quanto versato nel 2017.

Le attività per lavori in corso su ordinazione, riferite al 31 dicembre 2018 (che ammontano a 135 milioni di euro), sono state riclassificate tra le attività derivanti dai contratti con i clienti a seguito dell'applicazione con approccio semplificato previsto dall'IFRS 15. Per tale ragione i saldi riferiti al 31 dicembre 2017 (66 milioni di euro) non sono stati riclassificati.

32. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 6.630 milioni

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, con l'eccezione di 52 milioni di euro essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo,

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Depositi bancari e postali	5.531	6.487	(956)	-14,7%
Denaro e valori in cassa	328	343	(15)	-4,4%
Altri investimenti di liquidità	771	191	580	-
Totale	6.630	7.021	(391)	-5,6%

33. Attività e gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita - Euro 688 milioni ed euro 407 milioni

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2018 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2018
Immobili, impianti e macchinari	1.501	550	(1.884)	444	611
Attività immateriali	87	(45)	(36)	(1)	5
Avviamento	38	23	(38)	-	23
Attività per imposte anticipate	109	1	(118)	8	-
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6	(6)	-	-	-
Attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-
Altre attività non correnti	2	(2)	-	1	1
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30	18	(105)	78	21
Attività finanziarie correnti	3	-	-	(3)	-
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	193	30	(231)	35	27
Totale	1.970	569	(2.412)	561	688



Le passività, invece, si movimentano nell'esercizio 2018 nel seguente modo.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2018
Finanziamenti a lungo termine	416	(282)	(1.429)	1.394	99
Benefici al personale	-	-	-	-	-
Fondi rischi e oneri quota non corrente	-	2	(1)	-	1
Passività per imposte differite	113	(14)	(116)	17	-
Passività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-
Altre passività non correnti	58	(53)	-	-	5
Finanziamenti a breve termine	980	(685)	-	(11)	284
Altre passività finanziarie correnti	2	3	-	(3)	2
Fondi rischi e oneri quota corrente	-	-	-	-	-
Debiti commerciali e altre passività correnti	160	12	(41)	(115)	16
Totale	1.729	(1.017)	(1.587)	1.282	407

Le attività e le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2018 ammontano, quindi, rispettivamente a 688 milioni di euro e a 407 milioni di euro e fanno riferimento principalmente al valore contabile di tre parchi solari in Brasile, che a seguito delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.

La variazione di periodo riguarda sostanzialmente la ces-

sione di una quota pari all'80% del capitale di otto società di progetto messicane ("Progetto Kino"), classificate in tale voce al 31 dicembre 2017 e ora valutate con il metodo del patrimonio netto per la restante quota di pertinenza del Gruppo, e la riclassifica, come non più disponibili per la vendita, delle società progetto relative al parco eolico Kafireas a seguito del venir meno dei presupposti e delle condizioni per dare seguito alla cessione.

34. Patrimonio netto totale - Euro 47.852 milioni

34.1 Patrimonio netto del Gruppo - Euro 31.720 milioni

Capitale sociale - Euro 10.167 milioni

Non essendo presenti (e quindi tanto meno esercitati) piani di azionariato approvati dalla Società, al 31 dicembre 2018 (così come al 31 dicembre 2017) 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 2018, 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, risultava in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale). Si segnala inoltre che BlackRock Inc. ha da ultimo comunicato il possesso tramite controllate di una "partecipazione

aggregata" (rappresentata da azioni con diritto di voto, azioni oggetto di prestito titoli e altre posizioni lunghe con regolamento in contanti, concernenti contratti per differenza) pari complessivamente al 4,827% del capitale della Società, riferita alla data del 5 settembre 2018 e posseduta a titolo di gestione del risparmio; a decorrere da tale momento BlackRock Inc. è risultata esente dagli obblighi di comunicazione delle partecipazioni rilevanti al capitale di Enel ai sensi dell'art. 119 bis, commi 7 e 8 del Regolamento Emittenti approvato con deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999.

Altre riserve - Euro 1.700 milioni

Riserva da sovrapprezzo azioni - Euro 7.489 milioni

La riserva sovrapprezzo azioni ai sensi dell'art. 2431 del co-

dice 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 (3.317) milioni

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 703 milioni di euro, è dovuta principalmente 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 (1.745) 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 513 milioni di euro.

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging - Euro (258) milioni

Tali riserve accolgono, dal 1° gennaio 2018, in applicazione dell'IFRS 9, la variazione di fair value dei currency basis point e dei punti forward.

Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI - Euro 16 milioni

Includono i proventi netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

La variazione dell'esercizio, positiva per 36 milioni di euro, è prevalentemente connessa alla cessione della quota del

7,1% detenuta in Echelon Corporation.

Su tale riserva non vi è effetto fiscale cumulato, tenuto conto del regime fiscale agevolato dei Paesi in cui tali strumenti finanziari sono detenuti.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro (63) 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 22 milioni di euro.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti - Euro (714) milioni

Tale riserva accoglie tutti gli utili e perdite attuariali al netto del relativo effetto fiscale. La variazione è principalmente 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 121 milioni di euro.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo - Euro (2.381) 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 (ora Enel Américas ed Enel Chile);
- 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.

La variazione del periodo, pari a 17 milioni di euro, si riferisce al provento derivante dalla cessione di quote di minoranza di alcune società del Sudafrica.





Riserva da acquisizioni su non controlling interest - Euro (1.623) 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 e in Italia (Enel Green Power SpA).

La variazione negativa del periodo, pari a 460 milioni di euro, si riferisce principalmente agli effetti:

→ dell'operazione "Elqui", che ha comportato a livello consolidato un incremento della partecipazione complessiva detenuta in Enel Chile pari all'1,3%, attraverso l'effetto combinato della cessione del 38% di Enel Green Power Chile, a seguito della fusione di Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile, e dell'OPA su Enel Generación

Chile che ha comportato l'acquisto di un ulteriore 33,6%; → dell'incremento dell'interessenza del 2,43% in Enel Américas in base a quanto previsto dai due contratti di Share Swap stipulati con un istituto finanziario, al fine di aumentare la quota di partecipazione in Enel Américas fino a un massimo del 5%.

Utili e perdite accumulati - Euro 19.853 milioni

Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevati negli Other Comprehensive Income, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro

	al 31.12.2017			Variazioni			al 31.12.2018					
	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	(5.422)	(2.597)	(2.825)	(1.287)	-	-	(1.287)	(609)	(678)	(6.709)	(3.206)	(3.503)
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di cash flow hedge	(1.455)	(1.230)	(225)	(101)	(519)	68	(552)	(491)	(61)	(2.007)	(1.721)	(286)
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	(348)	(348)	-	83	-	-	83	90	(7)	(265)	(258)	(7)
Riserve da valutazione di attività finanziarie FVOCI	(1)	-	(1)	(3)	-	-	(3)	(3)	-	(4)	(3)	(1)
Quota OCI di società collegate valutate a equity	(52)	(54)	2	(62)	-	5	(57)	(58)	1	(109)	(112)	3
Riserve da valutazione di partecipazioni in altre imprese	(23)	(23)	-	12	-	-	12	12	-	(11)	(11)	-
Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti	(853)	(664)	(189)	(172)	-	52	(120)	(63)	(57)	(973)	(727)	(246)
Totale utili/ (perdite) iscritti a patrimonio netto	(8.154)	(4.916)	(3.238)	(1.530)	(519)	125	(1.924)	(1.122)	(802)	(10.078)	(6.038)	(4.040)

34.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi pagati nel 2017		
Dividendi relativi al 2016	1.830	0,18
Acconto sul dividendo 2017 ⁽¹⁾	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2017	1.830	0,18
Dividendi pagati nel 2018		
Dividendi relativi al 2017	2.410	0,24
Acconto sul dividendo 2018 ⁽²⁾	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2018	2.410	0,24

(1) 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).

(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019 (acconto dividendo per azione 0,14 euro per complessivi 1.423 milioni di euro).

Il dividendo dell'esercizio 2018, pari a euro 0,28 per azione, per un ammontare complessivo di 2.847 milioni di euro (di cui 0,14 euro per azione, per complessivi 1.423 milioni di euro, già corrisposto a titolo di acconto a decorrere dal 23 gennaio 2019), verrà proposto all'Assemblea degli azionisti del 16 maggio 2019 in unica convocazione.

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 re-

alizzare 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 2018.

A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2018 e 2017 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Posizione finanziaria non corrente	48.983	42.439	6.544
Posizione finanziaria corrente netta	(4.622)	(2.585)	(2.037)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(3.272)	(2.444)	(828)
Indebitamento finanziario netto	41.089	37.410	3.679
Patrimonio netto di Gruppo	31.720	34.795	(3.075)
Interessenze di terzi	16.132	17.366	(1.234)
Patrimonio netto	47.852	52.161	(4.309)
Indice debt/equity	0,86	0,72	-

L'incremento percentuale della leva finanziaria è ascrivibile alla riduzione del patrimonio netto consolidato di Gruppo per 3.075 milioni di euro, dovuto prevalentemente all'applicazione retrospettiva dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15 (per

3.704 milioni di euro) e in parte riconducibile all'incremento dell'indebitamento finanziario netto.

Si rinvia alla nota 41 per la composizione delle singole voci riportate in tabella.





34.3 Interessenze di terzi - Euro 16.132 milioni

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle Interessenze di terzi suddivisa per area geografica.

Milioni di euro	Patrimonio netto di terzi		Risultato del periodo di terzi	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Italia	7	4	-	-
Iberia	6.405	6.954	386	396
Sud America	8.185	8.934	1.062	1.020
Europa e Affari Euro-Mediterranei	908	1.002	68	67
Nord e Centro America	402	387	37	60
Africa, Asia e Oceania	225	85	8	7
Totale	16.132	17.366	1.561	1.550

Si segnala che il decremento della quota di patrimonio netto attribuibile alle Interessenze di terzi si riferisce principalmente all'effetto cambi, ai dividendi del Sud America e di

Endesa e alla variazione di perimetro connessa all'operazione "Elqui".

35. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Finanziamenti a lungo termine	48.983	42.439	3.367	7.000
Finanziamenti a breve termine	-	-	3.616	1.894
Totale	48.983	42.439	6.983	8.894

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 43 "Strumenti finanziari".

36. Benefici ai dipendenti - Euro 3.187 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 le società estere. Per quanto riguarda l’Italia, infatti, tale beneficio – assegnato fino alla fine del 2015 ai soli dipendenti in stato di quiescenza – è stato revocato unilateralmente;

→ la voce “Assistenza sanitaria” accoglie le prestazioni garantite a dipendenti o ex dipendenti a fronte di spese mediche da essi sostenute;

→ la voce “Altri benefici” accoglie principalmente premi fedeltà, 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, ri-

spettivamente, al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

Milioni di euro	2018				Totale
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE					
Passività attuariale a inizio esercizio	2.413	739	253	254	3.659
Costo normale	16	4	5	36	61
Oneri finanziari	247	14	10	5	276
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	(2)	-	-	-	(2)
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	213	(10)	4	(5)	202
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	21	48	2	7	78
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	(1)	-	-	7	6
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	-	-	-	-	-
(Utili)/Perdite su cambi	(114)	(1)	(9)	(6)	(130)
Contributi versati dalla Società	-	-	-	-	-
Contributi versati dal dipendente	2	-	-	-	2
Erogazioni	(370)	(30)	(12)	(65)	(477)
Altri movimenti	2.647	3	-	(2)	2.648
Passività classificata per la vendita	-	-	-	-	-
Passività attuariale a fine esercizio (A)	5.072	767	253	231	6.323
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI					
Fair value dei plan asset a inizio esercizio	1.317	-	-	-	1.317
Proventi finanziari	173	-	-	-	173
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	70	-	-	-	70
(Utili)/Perdite su cambi	(82)	-	-	-	(82)
Contributi versati dalla Società	171	30	12	24	237
Contributi versati dal dipendente	2	-	-	-	2
Erogazioni	(370)	(30)	(12)	(24)	(436)
Altri pagamenti	-	-	-	-	-
Variazioni nell'area di consolidamento	1.879	-	-	-	1.879
Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)	3.160	-	-	-	3.160
EFFETTO DELL'ASSET CEILING					
Asset ceiling a inizio esercizio	64	-	-	-	64
Proventi finanziari	4	-	-	-	4
Cambi nell'asset ceiling	(38)	-	-	-	(38)
(Utili)/Perdite su cambi	(6)	-	-	-	(6)
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-
Asset ceiling a fine esercizio (C)	24	-	-	-	24
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	1.936	767	253	231	3.187

2017

Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Totale
2.440	847	231	284	3.802
17	5	5	47	74
118	16	11	7	152
2	-	(2)	(1)	(1)
54	30	3	2	89
(35)	(138)	15	(5)	(163)
5	-	-	-	5
-	-	-	-	-
(124)	(1)	(12)	(6)	(143)
-	-	-	-	-
1	-	-	-	1
(226)	(22)	(12)	(79)	(339)
161	2	14	5	182
-	-	-	-	-
2.413	739	253	254	3.659
1.272	-	-	-	1.272
83	-	-	-	83
53	-	-	-	53
(94)	-	-	-	(94)
142	22	12	23	199
1	-	-	-	1
(226)	(22)	(12)	(23)	(283)
-	-	-	-	-
86	-	-	-	86
1.317	-	-	-	1.317
54	-	-	-	54
4	-	-	-	4
16	-	-	-	16
(9)	-	-	-	(9)
-	-	-	-	-
65	-	-	-	65
1.161	739	253	254	2.407





Milioni di euro

	2018	2017
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	39	40
Oneri finanziari netti	107	73
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	-	-
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	28	39
Altri movimenti	(4)	(4)
Totale	170	148

Milioni di euro

	2018	2017
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(70)	(53)
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	282	(71)
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(38)	16
Altri movimenti	(2)	9
Totale	172	(99)

La variazione nel costo rilevato a Conto economico è pari a 22 milioni di euro. L'impatto a Conto economico risulta quindi in aumento rispetto a quanto registrato nel corso del 2017, principalmente per effetto degli interessi dei fondi pensione presenti in Enel Distribuição São Paulo in Brasile.

La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività a servizio dei piani, pari a 3.159 milioni di euro al 31 dicembre 2018. La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportato.

	2018	2017
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	8%	4%
Titoli a reddito fisso	65%	37%
Investimenti immobiliari	4%	5%
Altro	-	-
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	23%	54%
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.

	2018				2017			
	Italia	Iberia	Sud America	Altri Paesi	Italia	Iberia	Sud America	Altri Paesi
Tasso di attualizzazione	0,25%- 1,50%	0,21%- 1,75%	4,70%- 9,15%	1,50%- 8,77%	0,20%- 1,50%	0,65%- 1,67%	5,00%- 9,93%	1,50%- 7,18%
Tasso di inflazione	1,50%	2,00%	3,00%- 4,00%	1,50%- 4,14%	1,50%	2,00%	3,00%- 4,25%	1,50%- 4,22%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,50%	2,00%	3,80%- 5,00%	3,00%- 4,20%	1,50%- 3,50%	2,00%	3,00%- 7,38%	3,00%- 4,22%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,50%	3,20%	7,12%- 8,00%	-	2,50%	3,20%	3,00%- 8,00%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	1,75%	8,63%- 9,04%	-	-	1,65%	9,72%- 9,78%	-

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività attuariale per benefici definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, di ciascuna singola ipotesi attuariale rilevante adottata nella stima della predetta passività.

Milioni di euro	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici
	al 31.12.2018				al 31.12.2017			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	280	63	9	3	155	60	15	4
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(243)	(59)	(12)	(9)	(121)	(55)	(18)	(10)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	(5)	(59)	(3)	(6)	(20)	(63)	(14)	(9)
Decremento 0,5% tasso di inflazione	32	61	3	2	47	61	12	1
Incremento 0,5% delle retribuzioni	10	(2)	(3)	1	32	(1)	-	1
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	11	(2)	(3)	(3)	35	(1)	-	(3)
incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	32	-	-	-	28	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	155	25	8	(3)	54	25	147	(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 28 milioni di euro.





Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Entro un anno	436	197
Tra uno e due anni	429	184
Tra due e cinque anni	1.273	591
Oltre cinque anni	2.017	1.030

37. Fondi rischi e oneri - **Euro 6.493 milioni**

Milioni di euro

	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- decommissioning nucleare	552	-	538	-
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	986	71	814	64
- contenzioso legale	1.315	191	861	70
- oneri per certificati ambientali	-	27	-	29
- oneri su imposte e tasse	409	23	300	23
- altri	742	603	778	637
Totale	4.004	915	3.291	823
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.177	397	1.530	387
TOTALE	5.181	1.312	4.821	1.210

Milioni di euro	Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	Attualizzazione	Variazioni perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica "Passività possedute per la vendita"		
	al								al	
	31.12.2017								31.12.2018	
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:										
- decommissioning nucleare	538	-	-	-	8	-	-	6	-	552
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	878	21	(16)	(30)	7	1	(8)	206	(2)	1.057
- contenzioso legale	931	214	(184)	(112)	56	462	(39)	178	-	1.506
- oneri per certificati ambientali	29	27	(8)	(21)	-	-	-	-	-	27
- oneri su imposte e tasse	323	32	(18)	(36)	3	41	3	84	-	432
- altri	1.415	237	(112)	(234)	55	20	(63)	27	-	1.345
Totale	4.114	531	(338)	(433)	129	524	(107)	501	(2)	4.919
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.917	96	(3)	(426)	(4)	-	-	(6)	-	1.574
TOTALE	6.031	627	(341)	(859)	125	524	(107)	495	(2)	6.493

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2018 il fondo accoglie esclusivamente gli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Endesa, società pubblica spagnola incaricata di tale attività in forza del regio decreto n. 1349/2003 e della legge n. 24/2005. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel Contratto tipo tra Endesa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia nel settembre del 2001, che regola l'iter di smantellamento e chiusura degli impianti di generazione nucleare. L'orizzonte temporale coperto corrisponde al periodo compreso (tre anni) tra l'interruzione della produzione e il passaggio a Endesa della gestione dell'impianto (c.d. "post-operational costs") e tiene conto, tra le varie assunzioni utilizzate per stimarne l'ammontare, del quantitativo di combustibile nucleare non consumato previsto alla data di chiusura di ciascuna delle centrali nucleari spagnole in base a quanto previsto dal contratto di concessione.

Fondo smantellamento e ripristino impianti

Il fondo "smantellamento e ripristino impianti" accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite. Il fondo è riconducibile prevalentemente al Gruppo Endesa, a Enel Produzione e alle 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 (170 milioni di euro), italiane (182 milioni di euro) e del Sud America (1.145 milioni di euro).

L'incremento del fondo rispetto all'esercizio precedente, pari





a 575 milioni di euro, è principalmente giustificato dalla variazione di perimetro per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo e dagli accantonamenti effettuati per controversie con dipendenti, in parte compensati da rilasci e utilizzi soprattutto in Iberia, Italia e Sud America.

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.

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.

L'incremento del fondo rispetto all'esercizio precedente, pari a 109 milioni di euro, è principalmente giustificato dalla variazione di perimetro per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo, in parte compensata da rilasci e utilizzi soprattutto in Spagna e Italia.

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 70 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile al rilascio di parte del fondo stanziato da e-distribuzione per gli oneri da corrispondere in relazione agli eventi atmosferici eccezionali, all'utilizzo da parte di Enel Global Trading dei fondi legati all'abbandono dei progetti di Upstream gas in Algeria e al rilascio da parte di Enel Energia del fondo di rebranding a seguito del trasferimento dei punti vendita da Servizio Elettrico Nazionale a Enel Energia per effetto dell'abolizione del mercato di maggior tutela prevista per il 2020, in parte compensati dall'accantonamento effettuato da Servizio Elettrico Nazionale a seguito di un procedimento sanzionatorio avviato dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato e dalla variazione di perimetro conseguente all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo.

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 343 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.

38. Altre passività non correnti - Euro 1.901 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Ratei e risconti passivi operativi	484	929	(445)	-47,9%
Altre partite	1.417	1.074	343	31,9%
Totale	1.901	2.003	(102)	-5,1%

La riduzione dei "Ratei e risconti passivi operativi" di 445 milioni di euro è sostanzialmente riconducibile alla riclassifica dei risconti per contributi ricevuti dai clienti nella voce delle passività derivanti da contratti con i clienti per effetto dell'applicazione dell'IFRS 15.

L'aumento delle "Altre partite" si riferisce principalmente ai debiti per tax partnership registrati dalle società rinnovabili del Nord America per 325 milioni di euro in conseguenza dell'entrata in esercizio degli impianti di Diamond Vista, Hill-Topper, Rattlesnake e Fenner.

39. Debiti commerciali - Euro 13.387 milioni

La voce, pari a 13.387 milioni di euro (12.671 milioni di euro nel 2017), accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse.

Nello specifico, i debiti commerciali con scadenza inferiore a 12 mesi ammontano a 12.718 milioni di euro (11.965 milioni di euro nel 2017), mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 669 milioni di euro (706 milioni di euro nel 2017).

40. Altre passività finanziarie correnti - Euro 788 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Passività finanziarie differite	654	857	(203)	-23,7%
Altre partite	134	97	37	38,1%
Totale	788	954	(166)	-17,4%

Il decremento delle altre passività finanziarie correnti è riconducibile alle minori "Passività finanziarie differite," in riduzione di 203 milioni di euro, in conseguenza dei minori

ratei passivi sui prestiti obbligazionari.

Le altre partite fanno riferimento prevalentemente a debiti per interessi maturati.



41. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - Euro 41.089 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 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Finanziamenti a lungo termine	43	48.983	42.439	6.544	15,4%
Finanziamenti a breve termine	43	3.616	1.894	1.722	90,9%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾		28	-	28	-
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	43	3.367	7.000	(3.633)	-51,9%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	26.1	(3.272)	(2.444)	(828)	-33,9%
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	30.1	(5.003)	(4.458)	(545)	-12,2%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	32	(6.630)	(7.021)	391	5,6%
Totale		41.089	37.410	3.679	9,8%

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

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, ri-

conciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Denaro e valori in cassa	328	343	(15)	-4,4%
Depositi bancari e postali	5.531	6.487	(956)	-14,7%
Altri investimenti di liquidità	771	191	580	-
Titoli	63	69	(6)	-8,7%
Liquidità	6.693	7.090	(397)	-5,6%
Crediti finanziari a breve termine	3.418	3.253	165	5,1%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	-	42	(42)	-
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.522	1.094	428	39,1%
Crediti finanziari correnti	4.940	4.389	551	12,6%
Debiti verso banche	(512)	(249)	(263)	-
Commercial paper	(2.393)	(889)	(1.504)	-
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.830)	(1.346)	(484)	-36,0%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.341)	(5.429)	4.088	75,3%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(196)	(225)	29	12,9%
Altri debiti finanziari correnti	(739)	(756)	17	2,2%
Totale debiti finanziari correnti	(7.011)	(8.894)	1.883	21,2%
Posizione finanziaria corrente netta	4.622	2.585	2.037	78,8%
Debiti verso banche e istituti finanziari	(8.819)	(8.310)	(509)	-6,1%
Obbligazioni	(38.633)	(32.285)	(6.348)	-19,7%
Debiti verso altri finanziatori	(1.531)	(1.844)	313	17,0%
Posizione finanziaria non corrente	(48.983)	(42.439)	(6.544)	-15,4%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da comunicazione CONSOB	(44.361)	(39.854)	(4.507)	-11,3%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	3.272	2.444	828	33,9%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(41.089)	(37.410)	(3.679)	-9,8%



42. Altre passività correnti - Euro 12.107 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	
Debiti diversi verso clienti	1.773	1.824	(51)	-2,8%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	3.945	4.765	(820)	-17,2%
Debiti verso il personale	472	422	50	11,8%
Debiti tributari diversi	1.093	1.323	(230)	-17,4%
Debiti verso istituti di previdenza	212	218	(6)	-2,8%
Contingent consideration	109	56	53	94,6%
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	-	1	(1)	-
Ratei e risconti passivi correnti	459	302	157	52,0%
Debiti per dividendi	1.913	1.541	372	24,1%
Passività per lavori in corso	-	364	(364)	-
Altri	2.131	1.646	485	29,5%
Totale	12.107	12.462	(355)	-2,8%

I “Debiti diversi verso clienti” raccolgono depositi cauzionali per 936 milioni di euro (984 milioni di euro al 31 dicembre 2017) 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 2.546 milioni di euro (3.042 milioni di euro al 31 dicembre 2017), nel mercato spagnolo per 1.131 milioni di euro (1.399 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e nel mercato del Sud America per 268 milioni di euro (324 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

La voce “Contingent consideration” fa riferimento princi-

palmente ad alcune partecipazioni detenute dal Gruppo in Nord America, il cui fair value è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

La variazione dei “Debiti per dividendi” è relativa all’incremento del dividendo minimo da riconoscere agli azionisti, passato da 0,21 a 0,28 euro per azione.

L’incremento degli “Altri” debiti è relativo principalmente alla variazione di perimetro a seguito dell’acquisizione di Enel Distribuição São Paulo.

Le passività per lavori in corso su ordinazione, riferite al 31 dicembre 2018 (che ammontano a 326 milioni di euro), sono state riclassificate tra le passività derivanti dai contratti con i clienti a seguito dell’applicazione con approccio semplificato previsto dall’IFRS 15. Per tale ragione i saldi riferiti al 31 dicembre 2017 (364 milioni di euro) non sono stati riclassificati; per maggiori informazioni si rimanda alla nota 25.

43. Strumenti finanziari

Nella presente nota si forniscono le disclosure necessarie per la valutazione della significatività degli strumenti finan-

ziari per la posizione finanziaria e la performance della Società.

43.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dall'IFRS 9, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo se-

paratamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Attività finanziarie al costo ammortizzato	43.1.1	4.292	2.817	25.268	26.496
Attività finanziarie al FVOCI	43.1.2	413	438	72	69
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati attivi al FVTPL	43.1.3	31	17	3.163	1.982
Altre attività finanziarie al FVTPL	43.1.3	2.080	1.478	-	16
Attività finanziarie designate al fair value nella rilevazione iniziale (fair value option)	43.1.3	-	-	-	-
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		2.111	1.495	3.163	1.998
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	43.1.4	25	23	4	-
Derivati di cash flow hedge	43.1.4	949	662	747	327
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		974	685	751	327
TOTALE		7.790	5.435	29.254	28.890

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 47 "Attività misurate al fair value".

43.1.1 Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	6.630	7.021
Crediti commerciali	29	835	557	12.752	13.972
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	1.522	1.094
Crediti per factoring		-	-	-	42
Cash collateral		-	-	2.559	2.664
Altri crediti finanziari	26.1	2.912	2.059	859	589
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al costo ammortizzato	26	345	-	12	-
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	26, 27	200	201	934	1.114
Totale		4.292	2.817	25.268	26.496





Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2018 sono pari a 29.560 milioni di euro (29.313 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari a 3.083 milioni di euro al 31 dicembre 2018, a fronte di un saldo di 2.402 milioni di euro alla fine dell'esercizio precedente.

Il Gruppo detiene essenzialmente le seguenti tipologie di attività finanziarie valutate al costo ammortizzato e sottoposte a impairment:

- disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
- crediti commerciali;
- crediti finanziari; e
- altre attività finanziarie.

Benché le disponibilità liquide e mezzi equivalenti siano state assoggettate a impairment in base all'IFRS 9, la perdita attesa identificata risulta trascurabile.

La perdita attesa (Expected Credit Loss, ECL) – calcolata utilizzando la probabilità di default (PD), la perdita in caso di default (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di default (EAD) – è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi dei mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.

Ai fini del calcolo dell'ECL, il Gruppo applica due diversi approcci:

- l'approccio generale, per le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, le attività derivanti da contratti e i crediti per leasing. Tale metodo si applica verificando se vi è stato un incremento significativo del rischio di credito rispetto all'iscrizione iniziale, mediante confronto tra la probabilità di default all'originazione e la probabilità di default alla data di riferimento del bilancio.

In base ai risultati di tale verifica, si rileva un fondo perdite attese, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) o per la vita residua dell'attività (ECL Lifetime) (c.d. "staging"):

- l'ECL a 12 mesi, per le attività finanziarie che non hanno subito un incremento significativo del rischio di cre-

dito rispetto alla rilevazione iniziale;

- l'ECL Lifetime, per le attività finanziarie che hanno subito un incremento significativo del rischio di credito o che risultano deteriorate (*i.e.* in default sulla base di informazioni relative allo scaduto);
- l'approccio semplificato, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing con o senza componente finanziaria significativa, in base alla ECL Lifetime senza tracciare le variazioni del rischio di credito.

Per maggiori dettagli sulle attività derivanti da contratti con i clienti si rimanda alla nota 25 "Attività/(Passività) derivanti da contratti con i clienti non correnti/correnti".

In base alla natura delle attività finanziarie e delle informazioni disponibili sul rischio di credito, la verifica dell'incremento significativo del rischio di credito può essere effettuata su:

- base individuale, in presenza di crediti singolarmente significativi e per tutti i crediti che sono verificati singolarmente ai fini dell'impairment in base a informazioni ragionevoli e supportabili;
- base collettiva, quando il reperimento di informazioni ragionevoli e supportabili per verificare le perdite attese su base individuale richiederebbe costi o sforzi eccessivi.

Quando non ci sono ragionevoli aspettative di recuperare un'attività finanziaria integralmente o parzialmente, si procederà a ridurre direttamente il suo valore contabile lordo. L'eliminazione contabile (*i.e.* write-off) costituisce un evento di derecognition (per esempio estinzione, trasferimento o scadenza del diritto a incassare dei flussi finanziari).

Per misurare le perdite attese, il Gruppo valuta i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con l'approccio semplificato, su base sia individuale (per esempio Governo, autorità, controparti finanziarie, venditori all'ingrosso, trader e grandi società ecc.) sia collettiva (per esempio clienti al dettaglio).

La tabella che segue indica le perdite attese rilevate per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato in base all'approccio generale e semplificato.

Milioni di euro	al 31.12.2018			al 31.12.2017		
	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.632	2	6.630	7.021	-	7.021
Crediti commerciali	16.415	2.828	13.587	16.931	2.402	14.529
Crediti finanziari	8.081	229	7.852	6.448	-	6.448
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	1.515	24	1.491	1.315	-	1.315
Totale	32.643	3.083	29.560	31.715	2.402	29.313

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti finanziari:

Milioni di euro	Fondo perdite attese 12 mesi	Fondo perdite attese Lifetime
Saldo di apertura al 01.01.2017 - IAS 39	-	-
Accantonamenti	-	-
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto economico	-	-
Altre variazioni	-	-
Saldo di chiusura al 31.12.2017 - IAS 39	-	-
Adeguamento prima applicazione IFRS 9	7	23
Saldo di apertura al 01.01.2018 - IFRS 9	7	23
Accantonamenti	-	4
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto economico ⁽¹⁾	(188)	(2)
Altre variazioni ⁽²⁾	268	117
Saldo di chiusura al 31.12.2018	87	142

(1) Include 186 milioni di euro di ripristino valore del credito finanziario sorto a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding.

(2) Include 186 milioni di euro relativi alle svalutazioni cumulate al 31 dicembre 2017 sul credito finanziario sorto a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding, rilevate precedentemente sul conto di credito e riclassificate nel 2018 sul fondo perdite attese.

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti commerciali:

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2017 - IAS 39	2.028
Accantonamenti	1.204
Utilizzi	(601)
Rilasci a Conto economico	(310)
Altre variazioni	81
Saldo di chiusura al 31.12.2017 - IAS 39	2.402
Adeguamento prima applicazione IFRS 9	207
Saldo di apertura al 01.01.2018 - IFRS 9	2.609
Accantonamenti	1.367
Utilizzi	(897)
Rilasci a Conto economico	(281)
Altre variazioni	30
Saldo di chiusura al 31.12.2018	2.828



La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su altre attività finanziarie al costo ammortizzato:

Milioni di euro	Fondo perdite attese Lifetime
Saldo di apertura al 01.01.2017 - IAS 39	-
Accantonamenti	-
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	-
Altre variazioni	-
Saldo di chiusura al 31.12.2017 - IAS 39	-
Adeguamento prima applicazione IFRS 9	15
Saldo di apertura al 01.01.2018 - IFRS 9	15
Accantonamenti	3
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(3)
Altre variazioni	9
Saldo di chiusura al 31.12.2018	24

Si precisa che nella nota 44 "Risk management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

43.1.2 Attività finanziarie al fair value a patrimonio netto

La tabella seguente espone le attività finanziarie al FVOCI per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017		al 31.12.2018	al 31.12.2017
Partecipazioni altre imprese al FVOCI	26	53	56	-	-	-
Titoli	26.1	360	382	30.1	72	69
Totale		413	438		72	69

Movimentazione delle attività finanziarie al FVOCI

Partecipazioni in altre imprese

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di chiusura al 31.12.2017 - IAS 39	4	-
Adeguamento prima applicazione IFRS 9	(5)	-
Saldo di apertura al 01.01.2018 - IFRS 9	(1)	-
Acquisizioni	16	-
Vendite	-	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	13	-
Altre variazioni	25	-
Saldo di chiusura al 31.12.2018	53	-

Titoli al FVOCI

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di chiusura al 31.12.2017 - IAS 39	382	69
Adeguamento prima applicazione IFRS 9	-	-
Saldo di apertura al 01.01.2018 - IFRS 9	382	69
Acquisizioni	93	18
Vendite	(45)	(9)
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(3)	-
Riclassifiche	(64)	64
Altre variazioni	(3)	(70)
Saldo di chiusura al 31.12.2018	360	72

43.1.3 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 31.12.2018	al 31.12.2017	Note	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati al FVTPL	46	31	17	46	3.163	1.982
Partecipazioni in altre imprese al FVTPL	26	10	2		-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al FVTPL	26	2.070	1.476	30	-	16
Totale		2.111	1.495		3.163	1.998

43.1.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota 46 "Derivati ed hedge accounting".



43.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dall'IFRS 9, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	43.2.1	49.824	43.408	27.567	29.355
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	43.4	34	21	3.135	1.980
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		34	21	3.135	1.980
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	43.4	-	7	-	6
Derivati di cash flow hedge	43.4	2.575	2.970	1.208	274
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		2.575	2.977	1.208	280
TOTALE		52.433	46.406	31.910	31.615

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 48 "Passività misurate al fair value".

43.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti		
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	Note	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Finanziamenti a lungo termine	43.3	48.983	42.439	43.3	3.367	7.000
Finanziamenti a breve termine		-	-	43.3	3.616	1.894
Debiti commerciali	39	669	706	39	12.718	11.965
Altri debiti finanziari	38	172	263	42	7.866	8.496
Totale		49.824	43.408		27.567	29.355

43.3 Finanziamenti

43.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - Euro 52.350 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 finanzia-

rio 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 2018 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		Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi		Variazione saldo contabile	
				Fair value	Fair value				Fair value	Fair value		
al 31.12.2018						al 31.12.2017						
Obbligazioni:												
- tasso fisso quotate	23.811	23.099	845	22.254	25.944	25.862	25.275	4.679	20.596	29.561	(2.176)	
- tasso variabile quotate	3.187	3.166	305	2.861	3.288	2.942	2.926	684	2.242	3.201	240	
- tasso fisso non quotate	12.860	12.758	-	12.758	12.563	8.532	8.458	-	8.458	9.257	4.300	
- tasso variabile non quotate	951	951	191	760	932	1.055	1.055	66	989	1.051	(104)	
Totale obbligazioni	40.809	39.974	1.341	38.633	42.727	38.391	37.714	5.429	32.285	43.070	2.260	
Finanziamenti bancari:												
- tasso fisso	1.495	1.486	477	1.009	1.539	1.545	1.533	293	1.240	4.155	(47)	
- tasso variabile	8.987	8.954	1.353	7.601	8.817	8.146	8.116	1.053	7.063	8.445	838	
- uso linee di credito revolving	209	209	-	209	210	8	7	-	7	7	202	
Totale finanziamenti bancari	10.691	10.649	1.830	8.819	10.566	9.699	9.656	1.346	8.310	12.607	993	
Finanziamenti non bancari:												
- tasso fisso	1.569	1.549	164	1.385	1.585	1.884	1.865	198	1.667	2.149	(316)	
- tasso variabile	197	178	32	146	182	223	204	27	177	231	(26)	
Totale finanziamenti non bancari	1.766	1.727	196	1.531	1.767	2.107	2.069	225	1.844	2.380	(342)	
Totale finanziamenti a tasso fisso	39.735	38.892	1.486	37.406	41.631	37.823	37.131	5.170	31.961	45.122	1.761	
Totale finanziamenti a tasso variabile	13.531	13.458	1.881	11.577	13.429	12.374	12.308	1.830	10.478	12.935	1.150	
TOTALE	53.266	52.350	3.367	48.983	55.060	50.197	49.439	7.000	42.439	58.057	2.911	

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 898 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	al 31.12.2018		al 31.12.2017		al 31.12.2018	
	Saldo contabile	Valore nominale	Saldo contabile	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
Euro	23.388	24.025	25.925	26.449	2,8%	3,3%
Dollaro USA	18.541	18.720	13.521	13.658	4,7%	4,9%
Sterlina inglese	4.750	4.794	4.786	4.835	6,1%	6,2%
Peso colombiano	1.543	1.543	1.618	1.618	7,5%	7,5%
Real brasiliano	2.074	2.114	1.201	1.230	8,3%	8,4%
Franco svizzero	403	403	687	688	2,1%	2,1%
Peso cileno/UF	700	710	465	475	6,1%	6,1%
Sol peruviano	404	404	385	385	6,2%	6,2%
Rublo russo	247	247	245	245	8,1%	8,1%
Yen giapponese	-	-	233	233	-	-
Altre valute	300	306	373	381		
Totale valute non euro	28.962	29.241	23.514	23.748		
TOTALE	52.350	53.266	49.439	50.197		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subito un incremento per 5.448 milioni di euro; tale variazione è attribuibile principalmente alle nuove emissioni in dollari statunitensi da parte di Enel

Finance International, nonché all'incremento del debito in real brasiliani intervenuto a seguito dell'acquisizione della società brasiliana Enel Distribuição São Paulo.

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Movimenti obbligaz. proprie	Variazioni perimetro di consolid.	Operaz. exchange	Nuove emissioni	Diff. di cambio	Riclassifica alle attività/passività possedute per la vendita	Valore nozionale
								al 31.12.2017	
Obbligazioni	38.391	(8.987)	(38)	771	-	9.809	447	416	40.809
Finanziamenti	11.806	(3.053)	-	170	-	3.615	(81)	-	12.457
Totale indebitamento finanziario	50.197	(12.040)	(38)	941	-	13.424	366	416	53.266

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine al 31 dicembre 2018 registra un incremento di 3.069 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017, quale risultante di nuove emissioni per 13.424 milioni di euro, di variazioni del perimetro di consolidamento per 941 milioni di euro, della riclassifica ad attività/passività possedute per la vendita del debito per 416 milioni di euro e di differenze negative di cambio per 366 milioni di euro, solo parzialmente compensati da rimborsi per 12.040 milioni di euro. Si evidenzia che la variazione del perimetro di consolidamento è riconducibile

principalmente all'aumento dell'indebitamento seguito all'acquisizione della società brasiliana Enel Distribuição São Paulo.

I rimborsi effettuati nel corso del 2018 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo pari a 8.987 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 3.053 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2018 si segnalano:

- 3.000 milioni di euro relativi a due prestiti obbligazionari retail, uno a tasso fisso e uno a tasso variabile, emessi da Enel SpA, scaduti nel mese di febbraio 2018;
- 512 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di aprile 2018;
- 591 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di giugno 2018;
- 544 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di ottobre 2018;
- 311 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di dicembre 2018.

Si sottolinea, inoltre, che nel mese di maggio 2018 la società Enel SpA ha riacquisitato 732 milioni di euro dell'obbligazione ibrida in euro emessa a settembre 2013.

Tra i principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'eser-

cizio si evidenziano:

- 250 milioni di euro di finanziamenti agevolati da parte di e-distribuzione ed Enel Produzione;
- 68 milioni di euro di finanziamenti bancari di Endesa, di cui 12 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
- 133 milioni di euro di finanziamenti bancari di Enel Green Power SpA, di cui 51 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
- un controvalore di 54 milioni di euro di finanziamenti bancari di Enel Russia, di cui 27 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
- un controvalore di 102 milioni di euro di finanziamenti di Enel Green Power North America;
- un controvalore di 2.020 milioni di euro di finanziamenti di società sudamericane.

Le principali emissioni effettuate nel corso del 2018 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 9.809 milioni di euro e a finanziamenti per 3.615 milioni di euro.



Di seguito le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2018.

Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni:						
Enel Finance International	16.01.2018	1.250	Euro	1,13%	Tasso fisso	16.09.2026
Enel	24.05.2018	500	Euro	2,50%	Tasso fisso	24.11.2023
Enel	24.05.2018	750	Euro	3,38%	Tasso fisso	24.11.2026
Enel Chile	12.06.2018	873	USD	4,88%	Tasso fisso	12.06.2028
Enel Distribuição São Paulo	13.09.2018	159	BRL	108,25% CDI	Tasso variabile	13.09.2021
Enel Distribuição São Paulo	13.09.2018	314	BRL	111% CDI	Tasso variabile	13.09.2023
Enel Distribuição São Paulo	13.09.2018	203	BRL	CDI + 1,45%	Tasso variabile	13.09.2025
Enel Finance International	14.09.2018	1.091	USD	4,25%	Tasso fisso	14.09.2023
Enel Finance International	14.09.2018	1.309	USD	4,63%	Tasso fisso	14.09.2025
Enel Finance International	14.09.2018	1.091	USD	4,88%	Tasso fisso	14.06.2029
Totale obbligazioni		7.540				
Finanziamenti bancari:						
Enel Chile	28.03.2018	83	CLP	TAB + 55 bps	Tasso variabile	12.07.2019
Enel Chile	28.03.2018	93	CLP	TAB + 55 bps	Tasso variabile	12.07.2019
Enel Chile	28.03.2018	93	CLP	TAB + 55 bps	Tasso variabile	12.07.2019
e-distribuzione	03.05.2018	200	Euro	Euribor 6M + 42,9 bps	Tasso variabile	03.05.2033
Endesa	29.05.2018	500	Euro	Euribor 6M + 21,7 bps	Tasso variabile	29.05.2030
Enel Green Power RSA	31.07.2018	149	ZAR	CPI RRR + 300 bps	Tasso variabile	31.12.2021
e-distribuzione	19.10.2018	200	Euro	Euribor 6M + 34,6 bps	Tasso variabile	19.10.2033
Enel X Mobility	20.11.2018	50	Euro	Euribor 6M + 33,9 bps	Tasso variabile	20.11.2028
Totale finanziamenti bancari		1.368				

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 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 quelli relativi ai prestiti obbligazionari emessi da Enel Finance International NV sul mercato americano, garantiti da Enel SpA, possono essere riassunti come segue:

→ clausole di "negative pledge", in base alle quali l'emitten-

te e il garante non possono creare o mantenere in essere ipoteche, pegni o altri vincoli, su tutti o parte dei propri beni o ricavi, a garanzia di determinati indebitamenti finanziari, a meno che gli stessi vincoli non siano estesi pariteticamente o *pro quota* ai prestiti obbligazionari in questione;

- clausole di “pari passu”, in base alle quali i titoli obbligazionari e le relative garanzie costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente e del garante, sono senza preferenza tra loro e sono almeno allo stesso livello di “seniority” degli altri prestiti, non subordinati e non garantiti, presenti e futuri, dell'emittente e del garante;
- clausole di “cross default”, in base alle quali, nel caso si verifichi un evento di inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario dell'emittente o del garante e, in alcuni casi, delle società rilevanti, si verifica un inadempimento anche sui prestiti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

I principali covenant relativi ai Bond Ibridi di Enel possono essere riassunti come segue:

- clausole di subordinazione, in base alle quali ciascuno strumento obbligazionario ibrido è subordinato a tutte le altre emissioni obbligazionarie dell'emittente e ha un livello di “seniority” pari a quello degli altri strumenti finanziari ibridi emessi e superiore a quello degli strumenti di “equity”;
- divieto di fusione con un'altra società e divieto di vendita o locazione di tutti o di una parte sostanziale dei propri asset a un'altra società, a meno che quest'ultima non subentri in tutte le obbligazioni in essere dell'emittente.

I principali covenant previsti nei contratti di finanziamento di Enel ed Enel Finance International NV e delle altre società del Gruppo possono essere riassunti come segue:

- clausole di “negative pledge”, in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, il garante sono soggetti a limitazioni in merito alla creazione di diritti reali di garanzia o altri vincoli su tutti o parte dei rispettivi beni o attività, fatta eccezione per i vincoli espressamente ammessi;

→ clausole sulle “disposals”, in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, il garante non possono compiere atti di disposizione dei propri beni o attività, fatta eccezione per gli atti di disposizione espressamente ammessi;

→ clausole di “pari passu”, in base alle quali gli impegni di pagamento del debitore hanno lo stesso livello di “seniority” degli altri suoi obblighi di pagamento non garantiti e non subordinati;

→ clausole di “change of control” del debitore e, in alcuni casi, del garante, che potrebbero dare luogo alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni dei finanziamenti o al rimborso anticipato obbligatorio dei prestiti concessi;

→ clausole di “rating”, che prevedono il mantenimento del rating del debitore o del garante al di sopra di determinati livelli;

→ clausole di “cross default”, in base alle quali, nel caso si verifichi un inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario del debitore o, in alcuni casi, del garante, si verifica anche un inadempimento sui finanziamenti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

In alcuni casi, i covenant esaminati sono previsti anche a carico delle società rilevanti o delle società controllate dei soggetti obbligati.

Tutti gli indebitamenti finanziari presi in considerazione prevedono gli “events of default” tipici della prassi internazionale, quali, per esempio, insolvenza, procedure concorsuali e cessazione dell'attività d'impresa.

Inoltre, si precisa che le garanzie rilasciate da Enel nell'interesse di e-distribuzione SpA, in relazione ad alcuni contratti di finanziamento stipulati tra la stessa e-distribuzione SpA e Cassa Depositi e Prestiti SpA, prevedono che, al termine di ogni periodo semestrale di misurazione, l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non ecceda 4,5 volte l'EBITDA consolidato su base annua.

Si fa infine presente che l'indebitamento di Enel Américas SA ed Enel Chile 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 e che alla data del 31 dicembre 2018 risultano pienamente rispettati.



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 31.12.2018					
	Struttura iniziale del debito		Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura		
	Saldo contabile	Valore nominale		%	Saldo contabile	Valore nominale
Euro	23.388	24.025	45,0%	18.901	42.926	80,6%
Dollaro USA	18.541	18.720	35,1%	(15.064)	3.656	6,9%
Sterlina inglese	4.750	4.794	9,0%	(4.794)	-	-
Peso colombiano	1.543	1.543	2,9%	-	1.543	2,9%
Real brasiliano	2.074	2.114	4,0%	1.207	3.321	6,2%
Franco svizzero	403	403	0,8%	(403)	-	-
Peso cileno/UF	700	710	1,3%	-	710	1,3%
Sol peruviano	404	404	0,8%	-	404	0,8%
Rublo russo	247	247	0,5%	73	320	0,6%
Yen giapponese	-	-	-	-	-	-
Altre valute	300	306	0,6%	80	386	0,7%
Totale valute non euro	28.962	29.241	55,0%	(18.901)	10.340	19,4%
TOTALE	52.350	53.266	100,0%	-	53.266	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

	2018				2017			
	Ante copertura	%	Post copertura	%	Ante copertura	%	Post copertura	%
Tasso variabile	17.175	30,2%	12.983	22,8%	14.268	27,4%	11.358	21,8%
Tasso fisso	39.735	69,8%	43.927	77,2%	37.823	72,6%	40.733	78,2%
Totale	56.910		56.910		52.091		52.091	

Al 31 dicembre 2018 il 30,2% dell'indebitamento finanziario è espresso a tassi variabili (27,4% al 31 dicembre 2017). 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 2018 risulta pari a 22,8% dell'indebitamento finanziario (21,8% al 31 dicembre 2017). Ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di interesse ritenuti di copertura sotto il

profilo gestionale, ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, l'indebitamento finanziario coperto risulterebbe pari al 77% rispetto all'esposizione (78% coperto al 31 dicembre 2017).

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

al 31.12.2017						
Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito		Struttura del debito dopo la copertura	
Saldo contabile	Valore nominale	%				%
25.925	26.449	52,7%	15.144	41.593	82,9%	
13.521	13.658	27,2%	(10.577)	3.081	6,1%	
4.786	4.835	9,6%	(4.835)	-	-	
1.618	1.618	3,2%	29	1.647	3,3%	
1.201	1.230	2,5%	977	2.207	4,4%	
687	688	1,4%	(688)	-	-	
465	475	0,9%	-	475	0,9%	
385	385	0,8%	-	385	0,8%	
245	245	0,5%	100	345	0,7%	
233	233	0,5%	(233)	-	-	
373	381	0,7%	83	464	0,9%	
23.514	23.748	47,3%	(15.144)	8.604	17,1%	
49.439	50.197	100,0%	-	50.197	100,0%	



43.3.2 Finanziamenti a breve termine - Euro 3.616 milioni

Al 31 dicembre 2018 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 3.616 milioni di euro, registrando un incremento di 1.722 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Debiti verso banche a breve termine	512	249	263
Commercial paper	2.393	889	1.504
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	301	449	(148)
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	410	307	103
Indebitamento finanziario a breve	3.616	1.894	1.722

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

I debiti finanziari verso banche a breve termine ammontano a 512 milioni di euro.

I debiti rappresentati da commercial paper, pari a 2.393 milioni di euro, si riferiscono alle emissioni in capo a Enel Finance International, International Endesa BV e alcune società sudamericane.

Tra i principali programmi di commercial paper si segnalano:

- 6.000 milioni di euro di Enel Finance International con la garanzia di Enel SpA;
- 3.000 milioni di euro di International Endesa BV;
- 400 milioni di dollari statunitensi pari a 349 milioni di euro di Enel Américas ed Enel Generación Chile.

43.4 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla nota 46 "Derivati ed hedge accounting".

43.5 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite netti divisi per categoria di strumento finanziario, a esclusione dei derivati.

Milioni di euro	2018		2017	
	Utili/ (Perdite) netti	di cui: impairment/ ripristini di impairment	Utili/ (Perdite) netti	di cui: impairment/ ripristini di impairment
Attività finanziarie al costo ammortizzato	(409)	(1.101)	(701)	(870)
Attività finanziarie al FVOCI				
Partecipazioni al FVOCI	10	-	-	-
Altre attività finanziarie al FVOCI ⁽¹⁾	4	-	82	-
Totale attività finanziarie al FVOCI	14	-	82	-
Attività finanziarie al FVTPL				
Attività finanziarie al FVTPL	385	188	-	-
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale attività finanziarie al FVTPL	385	188	-	-
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(3.545)	-	(1.054)	-
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	-

(1) L'importo delle altre attività al FVOCI del 2017 comprende i proventi relativi alle attività per servizi in concessione che erano classificate come attività disponibili per la vendita, mentre nel 2018, in seguito all'applicazione dell'IFRS 9, tali attività sono state classificate prevalentemente come attività al FVTPL.

Per maggiori dettagli sugli utili/(perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 11 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

44. 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 43 “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 (connessi al consolidamento contabile). 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 2018 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 2018 e del 31 dicembre 2017 il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2018	2017
Da variabile a fisso interest rate swap	10.032	11.166
Da fisso a variabile interest rate swap	154	884
Da fisso a fisso interest rate swap	-	-
Da variabile a variabile interest rate swap	165	165
Interest rate option	50	50
Totale	10.401	12.265

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla nota 46 "Derivati ed 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 fi-

nanziari 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	Punti base	2018			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo di lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	23	(23)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	6	(6)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	25	-	-	108	(108)
Fair value hedge	25	(1)	1	-	-

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 trasfor-

mare 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 2018 e del 31 dicembre 2017, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2018	2017
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	24.712	19.004
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	4.924	3.526
Contratti currency forward a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	5.386	6.319
Contratti currency swap a copertura delle commercial paper	-	-
Contratti currency forward a copertura di finanziamenti	-	-
Altri contratti forward	1.584	300
Totale	36.606	29.149

In particolare, si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 24.712 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (19.004 milioni di euro al 31 dicembre 2017);
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 10.310 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 (9.845 milioni di euro al 31 dicembre 2017);
- 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 2018 si rileva che il 55% (47% al 31 dicembre 2017) 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 19% al 31 dicembre 2018 (17% al 31 dicembre 2017).

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 indebi-

tamento 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	Tasso di cambio	2018			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
		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%	493	(600)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%	-	-	(2.712)	3.311
Fair value hedge	10%	8	(9)	-	-

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 esempio 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 esempio PPA) e contratti finanziari (per esempio 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 sia-

no 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 CO₂ 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 2018 e al 31 dicembre 2017, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2018	2017
Contratti forward e future	41.157	24.824
Swap	6.346	4.584
Opzioni	549	422
Embedded	-	-
Totale	48.052	29.830

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 46 "Derivati ed 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. L'impatto sul patrimonio netto, applicando gli stessi shift sulla curva dei prezzi, è dovuto principalmente alla variazione del prezzo dell'energia elettrica e, in misura inferiore, del carbone e della CO₂.

Milioni di euro	Prezzo commodity	2018			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di trading	10%	(114)	101	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	10%	-	-	70	(60)





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 Regioni, Paesi e Linee di Business Globali 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 Regioni, Paesi e Linee di Business Globali 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 Regioni, Paesi e Linee di Business Globali, nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (per esempio netting) ed eventualmente lo scambio di cash collaterale.

Crediti finanziari

Milioni di euro

al 31.12.2018					
Staging	Base per la rilevazione del fondo perdite attese	Loss rate medio (PD* LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Performing	12 m ECL	0,3%	7.682	22	7.660
Underperforming	Lifetime ECL	44,2%	344	152	192
Non-performing	Lifetime ECL	100,0%	55	55	-
Totale			8.081	229	7.852

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione individuale

Milioni di euro

al 31.12.2018				
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	-	37	-	37
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,9%	4.349	37	4.312
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	4,6%	368	17	351
- 31-60 giorni	13,0%	77	10	67
- 61-90 giorni	6,7%	60	4	56
- 91-120 giorni	15,6%	45	7	38
- 121-150 giorni	4,3%	46	2	44
- 151-180 giorni	20,3%	79	16	63
- più di 180 giorni (credit impaired)	51,6%	1.088	561	527
Totale crediti commerciali		6.112	654	5.458
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	1,1%	999	11	988
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	83	-	83
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	-	-	-
Totale altri crediti		1.082	11	1.071
TOTALE		7.231	665	6.566



Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione collettiva

Milioni di euro

al 31.12.2018				
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
Attività da contratti con i clienti	0,2%	445	1	444
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	2,3%	3.988	91	3.897
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	1,9%	2.289	44	2.245
- 31-60 giorni	12,0%	209	25	184
- 61-90 giorni	18,7%	139	26	113
- 91-120 giorni	24,8%	125	31	94
- 121-150 giorni	22,5%	111	25	86
- 151-180 giorni	29,3%	92	27	65
- più di 180 giorni (credit impaired)	56,9%	3.350	1.905	1.445
Totale crediti commerciali		10.303	2.174	8.129
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	3,3%	393	13	380
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	40	-	40
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	-	-	-
Totale altri crediti		433	13	420
TOTALE		11.181	2.188	8.993

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 31.12.2018		al 31.12.2017	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	750	13.758	245	13.761
Linee di credito uncommitted	355	-	360	1
Commercial paper	6.990	-	7.464	-
Totale	8.095	13.758	8.069	13.762

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	2020	2021	2022	2023	Oltre
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	55	790	1.928	1.309	2.250	2.801	13.966
- tasso variabile quotate	106	199	283	355	465	567	1.191
- tasso fisso non quotate	-	-	-	-	1.787	2.172	8.799
- tasso variabile non quotate	135	56	27	111	97	97	428
Totale obbligazioni	296	1.045	2.238	1.775	4.599	5.637	24.384
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	82	395	397	244	75	42	251
- tasso variabile	188	1.165	1.381	1.175	629	636	3.780
- uso linee di credito revolving	-	-	73	136	-	-	-
Totale finanziamenti bancari	270	1.560	1.851	1.555	704	678	4.031
Finanziamenti non bancari:							
- tasso fisso	42	122	176	165	169	176	699
- tasso variabile	7	25	37	31	27	20	31
Totale finanziamenti non bancari	49	147	213	196	196	196	730
TOTALE	615	2.752	4.302	3.526	5.499	6.511	29.145





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 2018.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Oltre
Impegni per acquisti di commodity:					
- energia elettrica	109.638	27.358	20.282	19.892	42.106
- combustibili	43.668	26.536	10.969	4.398	1.765
Totale	153.306	53.894	31.251	24.290	43.871

45. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2018 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.

46. Derivati e hedge accounting

Le tabelle seguenti espongono il valore nozionale e il fair value dei derivati attivi e passivi, qualificati come strumenti di copertura o valutati al FVTPL, classificati in base alla tipologia di relazione di copertura e di rischio coperto e suddivisi in correnti e non correnti.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Questo importo può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate convertite in euro moltiplicando il valore nozionale per il prezzo fissato). Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio ufficiali di fine periodo forniti da World Markets Reuters (WMR) Company.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Questo

Milioni di euro

	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	12	827	6	23	15	-	1	-
- cambi	171	-	19	-	66	-	3	-
Totale	183	827	25	23	81	-	4	-
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	404	780	12	5	427	127	1	1
- cambi	8.318	3.644	675	594	4.689	1.130	252	45
- commodity	1.126	367	262	63	1.428	1.975	494	281
Totale	9.848	4.791	949	662	6.544	3.232	747	327
Derivati di trading:								
- tassi	50	394	2	3	-	-	-	-
- cambi	197	134	4	5	4.057	4.442	51	80
- commodity	261	177	25	9	20.553	12.909	3.112	1.902
Totale	508	705	31	17	24.610	17.351	3.163	1.982
TOTALE DERIVATI ATTIVI	10.539	6.323	1.005	702	31.235	20.583	3.914	2.309

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	-	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	-	63	-	7	-	35	-	6
- commodity	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	-	63	-	7	-	35	-	6
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	8.605	9.899	605	556	272	50	1	1
- cambi	13.025	15.756	1.803	2.375	2.791	2.096	348	114
- commodity	656	368	167	39	2.050	1.114	859	159
Totale	22.286	26.023	2.575	2.970	5.113	3.260	1.208	274
Derivati di trading								
- tassi	478	88	17	9	138	100	66	65
- cambi	191	326	3	10	3.101	1.474	33	38
- commodity	133	18	14	2	21.845	12.902	3.036	1.877
Totale	802	432	34	21	25.084	14.476	3.135	1.980
TOTALE DERIVATI PASSIVI	23.088	26.518	2.609	2.998	30.197	17.771	4.343	2.260

46.1 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, e agli investimenti netti in gestioni estere quando sono rispettati tutti i criteri previsti dall'IFRS 9.

All'inception della transazione, il Gruppo deve documentare la relazione di copertura distinguendo tra strumenti di copertura ed elementi coperti, nonché tra strategia e obiettivi di risk management. Inoltre, la Società documenta, all'inception e successivamente su base sistematica, la propria valutazione in base alla quale gli strumenti di copertura risultano altamente efficaci a compensare le variazioni di fair value e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

Per le transazioni altamente probabili designate come elementi coperti di una relazione di cash flow hedge, il Gruppo valuta e documenta il fatto che tali operazioni sono altamente probabili e presentano un rischio di variazione dei flussi finanziari che impatta sul Conto economico.

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:

→ fair value hedge; o

→ cash flow hedge.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari cui il Gruppo è esposto si rimanda alla nota 44 "Risk management".

Affinché una relazione di copertura risulti efficace deve soddisfare i seguenti criteri:

→ l'esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;

→ l'effetto del rischio di credito non prevale sulle variazioni di valore risultanti dalla relazione economica;

→ l'hedge ratio definito al momento della designazione iniziale risulta pari a quello utilizzato a fini di gestione del rischio (*i.e.* stessa quantità dell'elemento coperto che l'entità effettivamente copre e stessa quantità dello strumento di copertura che l'entità effettivamente utilizza per coprire l'elemento coperto).

In base ai requisiti dell'IFRS 9, l'esistenza di una relazione economica è verificata dal Gruppo mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, in base alle circostanze seguenti:

→ se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata mediante un'analisi qualitativa;

→ diversamente, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto non è lo stesso, l'esi-





stenza di una relazione economica sarà dimostrata attraverso un metodo quantitativo oltre all'analisi qualitativa sulla natura della relazione economica (*i.e.* regressione lineare).

Per dimostrare che l'andamento dello strumento di copertura è in linea con quello dell'elemento coperto, saranno analizzati diversi scenari.

Per la copertura del rischio di prezzo delle commodity, l'esistenza di una relazione economica si desume da una matrice di ranking che definisce, per ciascuna possibile componente di rischio, un set di tutti i derivati standard disponibili sul mercato classificati in base alla loro efficacia nella copertura del rischio considerato.

Al fine di valutare gli effetti del rischio di credito, il Gruppo valuta l'esistenza di misure di mitigazione del rischio (costituzione di garanzie, break up clause, master netting agreements ecc.).

Il Gruppo ha stabilito un hedge ratio di 1:1 per tutte le relazioni di copertura (inclusa la copertura del rischio di prezzo su commodity) per cui il rischio sottostante il derivato di copertura è identico al rischio coperto, al fine di ridurre al minimo l'inefficacia della copertura.

L'inefficacia della copertura è valutata mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, a seconda delle circostanze:

- se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura corrispondono e non si rilevano ulteriori fonti di inefficacia incluso il credit risk adjustment sul derivato di copertura, la relazione di copertura è considerata pienamente efficace sulla base di un'analisi qualitativa;
- se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura non corrispondono o si rileva almeno una fonte di inefficacia, l'inefficacia della copertura sarà quantificata applicando il metodo del "dollar offset" cumulativo usando il derivato ipotetico. Tale metodo confronta le variazioni di fair value dello strumento di copertura e del derivato ipotetico tra la data di riferimento del bilancio e la data di inizio della copertura.

Le principali cause di inefficacia delle coperture possono essere le seguenti:

- basis difference (*i.e.* i fair value o flussi finanziari dell'elemento coperto dipendono da una variabile diversa dalla variabile che causa la variazione del fair value o dei flussi finanziari nello strumento di copertura);
- differenze di timing (*i.e.* l'elemento coperto e lo strumen-

to di copertura si verificano o sono regolati a date diverse);

- differenze di quantità o di importo nozionale (*i.e.* l'elemento coperto e lo strumento di copertura si basano su quantità o importi nozionali diversi);
- altri rischi (*i.e.* le variazioni del fair value o dei flussi finanziari di uno strumento di copertura o elemento coperto sono collegate a rischi diversi dal rischio specifico oggetto di copertura);
- rischio di credito (*i.e.* il rischio di credito di controparte impatta diversamente sulle variazioni del fair value degli strumenti di copertura e dell'elemento coperto).

Fair value hedge

Il fair value hedge è utilizzato dal Gruppo per la copertura delle variazioni 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 dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio coperto. 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.

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 attribuibili a un rischio specifico associato a un'attività, una passività o una transazione prevista altamente probabile che potrebbe 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 impatta il Conto economico (per esempio quando si verifica la vendita attesa oggetto di copertura).

Se l'elemento coperto comporta l'iscrizione di un'attività non finanziaria (*i.e.* terreni, impianti e macchinari o magazzino ecc.) o di una passività non finanziaria, o di una transazione prevista altamente probabile oggetto di copertura relativa

a un'attività o passività non finanziaria diventa un impegno irrevocabile cui si applica il fair value hedge, l'importo cumulato a patrimonio netto (*i.e.* riserva cash flow) sarà stornato e incluso nel valore iniziale (*i.e.* costo o altro valore contabile) dell'attività o passività coperte (*i.e.* "basis adjustment").

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, gli utili e le perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilevati a Conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente rilevata a Conto economico. Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a Conto economico.

Per le relazioni di copertura che utilizzano i forward come strumento di copertura, in cui solo la variazione di valore dell'elemento spot è designata come strumento di copertura, la contabilizzazione dei punti forward (a Conto economico piuttosto che OCI) viene definita caso per caso. Tale approccio è applicato dal Gruppo per la copertura del rischio di cambio sugli investimenti delle società operanti nel business delle rinnovabili.

Diversamente, nei rapporti di copertura che utilizzano il cross currency interest rate swap come strumento di copertura, il Gruppo separa i basis spread della valuta estera, nella designazione del derivato di copertura, e li rileva nel Conto economico complessivo (OCI) come costi di hedging.

Con specifico riferimento alle coperture di cash flow hedge del rischio di prezzo delle commodity, allo scopo di migliorare la coerenza delle stesse alla strategia di risk management, il Gruppo Enel applica un approccio dinamico di hedge accounting basato su specifici requisiti di liquidità (c.d. "Liquidity Based Approach").

Tale approccio richiede di designare le coperture mediante l'utilizzo dei derivati più liquidi disponibili sul mercato e di

sostituirli con altri, più efficaci nella copertura del rischio in oggetto.

Coerentemente con la strategia di risk management, il Liquidity Based Approach consente il roll-over di un derivato attraverso la sostituzione dello stesso con un nuovo derivato, non solo in caso di scadenza, ma anche nel corso della relazione di copertura, se e solo se il nuovo derivato soddisfa entrambi i seguenti requisiti:

- rappresenta una best proxy rispetto al vecchio derivato, in termini di ranking;
- soddisfa specifici requisiti di liquidità.

Il soddisfacimento dei predetti requisiti è verificato trimestralmente.

Alla data del roll-over, la relazione di copertura viene discontinuata. Pertanto, a partire da tale data, le variazioni di fair value efficaci del nuovo derivato dovranno essere rilevate in contropartita al patrimonio netto (*i.e.* riserva di cash flow hedge), mentre le variazioni di fair value del vecchio derivato dovranno essere rilevate a Conto economico.

Nelle seguenti tabelle sono indicati il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura attivi e passivi, classificati sulla base di ciascuna tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in correnti e non correnti.

L'ammontare nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale avviene lo scambio di flussi finanziari. Questo importo può essere espresso come valore o quantità (per esempio tonnellate, convertite in CU moltiplicando l'importo nozionale per il prezzo concordato). Gli importi denominati in valute diverse dalla CU sono convertiti ai tassi di cambio di fine anno forniti da World Markets Reuters (WMR) Company.

Per ulteriori informazioni sulla valutazione al fair value dei contratti derivati, si rinvia alle note 47 "Attività misurate al fair value" e 48 "Passività misurate al fair value".



46.1.1 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 2018 e al 31 dicembre 2017, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
Strumento di copertura	Attività coperta	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso fisso	6	12	22	812
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	(599)	9.581	(550)	10.799
Interest rate swap	Credito finanziario a tasso variabile	7	142	-	72
Totale		(586)	9.735	(528)	11.683

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati di fair value hedge:								
- interest rate swap	27	827	7	23	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:								
- interest rate swap	831	907	13	6	8.877	9.949	(606)	(557)
Totale derivati sul tasso di interesse	858	1.734	20	29	8.877	9.949	(606)	(557)

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura risulta al 31 dicembre 2018 pari a 9.735 milioni di euro e il corrispondente fair value negativo è pari a 586 milioni di euro.

Rispetto al 31 dicembre 2017 il valore nozionale evidenzia un decremento di 1.948 milioni di euro, conseguente principalmente:

- alla chiusura anticipata di interest rate swap di pre-hedge per 1.250 milioni di euro a fronte dell'emissione del green bond;
- alla chiusura anticipata di interest rate swap di pre-hedge per 1.500 milioni di euro a fronte dell'emissione obbligazionaria in dollari statunitensi intervenuta nel mese di settembre;

→ alla chiusura anticipata di interest rate swap per 938 milioni di euro, di cui 800 milioni di euro a fronte dell'operazione di tender offer su bond ibrido emesso da Enel SpA nel 2013;

→ alla naturale scadenza di interest rate swap per 177 milioni di euro;

→ a nuovi interest rate swap per 2.445 milioni di euro.

Il valore, inoltre, risente per 527 milioni di euro della riduzione del nozionale degli interest rate swap di tipo amortizing. Il peggioramento del fair value, pari a 58 milioni di euro, è dovuto principalmente all'andamento della curva dei tassi di interesse.

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 al 31.12.2018	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					Oltre
		2019	2020	2021	2022	2023	
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse:							
- derivati attivi (fair value positivo)	13	5	3	2	1	1	3
- derivati passivi (fair value negativo)	(606)	(84)	(122)	(116)	(91)	(78)	(146)

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 01.01.2017	(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)
Saldo di apertura al 01.01.2018	(617)
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(77)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	37
Saldo di chiusura al 31.12.2018	(657)

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 2018 e al 31 dicembre 2017 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro	Strumento di copertura	Attività coperta	Fair value		Nozionale	
			al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
	Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso fisso	(1.325)	21.114	(1.720)	17.616
	Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso variabile	95	1.021	(4)	977
	Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	(71)	297	(29)	321
	Currency forward	Acquisti futuri di commodity denominati in valuta estera	99	4.298	(130)	3.076
	Currency forward	Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	(30)	1.089	30	552
	Currency forward	Acquisti di beni d'investimento e altro	30	1.241	(9)	183
	Totale		(1.202)	29.060	(1.863)	22.725





Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 21.114 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 1.325 milioni di euro;
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 1.318 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso variabile contratto in valuta e un fair value positivo pari a 24 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 5.387 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 positivo com-

plessivo pari a 69 milioni di euro;

- contratti currency forward con un ammontare nozionale di 1.241 e un fair value positivo pari a 30 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 2018 e al 31 dicembre 2017 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati di fair value hedge:								
- currency forward	-	-	-	-	-	4	-	-
- CCIRS	237	-	22	-	-	93	-	(13)
Derivati di cash flow hedge:								
- currency forward	4.302	747	160	32	2.326	3.060	(61)	(142)
- CCIRS	8.705	4.028	767	607	13.490	14.793	(2.090)	(2.347)
Totale derivati sul tasso di cambio	13.244	4.775	949	639	15.816	17.950	(2.151)	(2.502)

Il valore nozionale dei CCIRS al 31 dicembre 2018, pari a 22.432 milioni (18.914 milioni di euro al 31 dicembre 2017), evidenzia un incremento di 3.518 milioni di euro. In particolare, si rileva che sono scaduti cross currency interest rate swap per un valore complessivo di 654 milioni di euro e chiusi anticipatamente cross currency interest rate swap per un valore pari a 148 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per un controvalore complessivo di 3.871 milioni di euro, di cui 3.492 milioni di euro a fronte delle emissioni obbligazionarie in dollari statunitensi intervenute nel mese di settembre 2018. Il valore risente, inoltre, dell'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise che ha determinato un incremento del loro valore nozionale per 358 milioni di euro.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2018, pari a 6.628 milioni di euro (3.807 milioni di euro al 31 dicembre 2017), evidenzia un incremento di 2.821 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 al 31.12.2018	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		2019	2020	2021	2022	2023	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio:							
- derivati attivi (fair value positivo)	926	380	261	182	163	332	1.112
- derivati passivi (fair value negativo)	(2.150)	(237)	72	43	29	65	124

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 01.01.2017	(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)
Saldo di apertura al 01.01.2018	(1.640)
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	181
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	65
Saldo di chiusura al 31.12.2018	(1.394)



Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati di fair value hedge								
Derivati su energia:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	-	-	-	-	-	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su energia	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge								
Derivati su energia:								
- swap	1.249	458	139	39	512	238	(227)	(22)
- forward/future	293	116	20	11	159	545	(12)	(102)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su energia	1.542	574	159	50	671	783	(239)	(124)
Derivati su carbone:								
- swap	10	525	74	84	619	18	(94)	(1)
- forward/future	-	-	-	-	-	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone	10	525	74	84	619	18	(94)	(1)
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	-	45	-	12	-	-	-	-
- forward/future	723	1.036	222	130	1.415	681	(693)	(73)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su gas e petrolio	723	1.081	222	142	1.415	681	(693)	(73)
Derivati su CO₂:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	279	162	301	68	1	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO₂	279	162	301	68	1	-	-	-
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	2.554	2.342	756	344	2.706	1.482	(1.026)	(198)

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017, 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 222 milioni di euro, a transazioni in derivati su CO₂ per 301 milioni di euro, a transazioni in derivati su energia per 159 milioni di euro e, in minor misura, a coperture su acquisti di carbone richieste dalle so-

cietà di generazione (74 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 operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 693 milioni di euro, a contratti derivati su energia per 239 milioni di euro e a operazioni in derivati su carbone (94 milioni di euro).

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					Oltre
		al 31.12.2018	2019	2020	2021	2022	
Derivati di cash flow hedge su commodity:							
- derivati attivi (fair value positivo)	756	494	178	4	5	6	69
- derivati passivi (fair value negativo)	(1.026)	(859)	(143)	(10)	(7)	(5)	(2)

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 01.01.2017	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
Saldo di apertura al 01.01.2018	241
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(199)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	(129)
Saldo di chiusura al 31.12.2018	(87)



46.2 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 2018 e al 31 dicembre 2017.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati FVTPL								
Derivati su tasso di interesse:								
- interest rate swap	50	394	2	3	566	138	(79)	(68)
- interest rate option	-	-	-	-	50	50	(5)	(6)
Derivati su tasso di cambio:								
- currency forward	4.092	4.576	54	85	1.175	1.759	(18)	(46)
- CCIRS	162	-	1	-	2.117	90	(18)	(2)
Derivati su commodity								
Derivati su energia:								
- swap	1.070	776	167	125	229	608	(28)	(107)
- forward/future	6.260	3.439	814	457	6.955	3.500	(1.016)	(522)
- opzioni	15	7	28	9	20	16	(11)	(5)
Totale derivati su energia	7.345	4.222	1.009	591	7.204	4.124	(1.055)	(634)
Derivati su carbone:								
- swap	201	369	56	86	823	294	(48)	(57)
- forward/future	-	29	-	1	-	4	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone	201	398	56	87	823	298	(48)	(57)
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	896	534	215	125	728	629	(186)	(123)
- forward/future	11.894	7.653	1.640	823	12.712	7.483	(1.531)	(732)
- opzioni	225	181	147	254	289	216	(165)	(293)
Totale derivati su gas e petrolio	13.015	8.368	2.002	1.202	13.729	8.328	(1.882)	(1.148)
Derivati su CO₂:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	243	97	68	30	221	79	(65)	(34)
- opzioni	-	1	-	1	-	1	-	(1)
Totale derivati su CO₂	243	98	68	31	221	80	(65)	(35)
Derivati su Other:								
- swap	9	-	2	-	-	90	-	(5)
- forward/future	1	-	-	-	1	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su Other	10	-	2	-	1	90	-	(5)
Derivati embedded	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI	25.118	18.056	3.194	1.999	25.886	14.957	(3.169)	(2.001)

Al 31 dicembre 2018 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse è pari a 666 milioni di euro. Il fair value negativo di 81 milioni di euro ha subito un peggioramento di 10 milioni di euro rispetto all'anno precedente principalmente imputabile all'andamento della curva dei tassi di interesse. Al 31 dicembre 2018 l'ammontare del nozionale dei deriva-

ti su cambi è pari a 7.546 milioni di euro. Il complessivo incremento del loro valore nozionale e la riduzione del relativo fair value netto pari a 18 milioni di euro sono principalmente connessi alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi. Al 31 dicembre 2018 l'ammontare del nozionale dei derivati su commodity è pari a 42.792 milioni di euro. Il fair value dei

derivati su commodity di trading inclusi nell'attivo ricomprendono principalmente la valutazione di mercato delle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 2.002 milioni di euro e delle operazioni in derivati su energia per 1.009 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 1.882 milioni di euro e a operazioni in derivati su energia per 1.055 milioni di euro. Sono ricomprese in tali valori anche quelle operazioni che,

pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in hedge accounting.

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 condizioni meteorologiche (per esempio la temperatura ambientale influisce sui consumi di gas e di energia elettrica).

47. Attività misurate al fair value

Il Gruppo determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale criterio di valorizzazione è richiesto dai principi contabili internazionali.

Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (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 "Principi contabili e criteri di valutazione".



Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, le valutazioni al fair value alla

fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica attività.

Milioni di euro	Note	Attività non correnti			Attività correnti				
		Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Partecipazioni in altre imprese FVOCI	26	53	2	12	39	-	-	-	-
Titoli FVOCI	26.1, 30.1	360	360	-	-	72	72	-	-
Titoli FVTPL	26.1	10	-	-	10	-	-	-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL	26	2.070	-	2.070	-	-	-	-	-
Finanziamenti e crediti valutati al fair value	26	359	-	-	359	92	92	-	-
Altri investimenti di liquidità al fair value	32	-	-	-	-	84	84	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	46	12	-	12	-	1	-	1	-
- cambi	46	675	-	675	-	252	-	252	-
- commodity	46	262	11	251	-	494	171	323	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	46	6	-	6	-	1	-	1	-
- cambi	46	19	-	19	-	3	-	3	-
Derivati di trading:									
- tassi	46	2	-	2	-	-	-	-	-
- cambi	46	4	-	4	-	51	-	51	-
- commodity	46	25	9	16	-	3.112	1.951	1.159	2
Rimanenze valutate al fair value	28	37	37	-	-	-	-	-	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	27	91	-	91	-	-	-	-	-

Il fair value delle "Partecipazioni in altre imprese FVOCI" 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.

Le "Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL" sono relative all'attività di distribuzione di energia elettrica sul mercato brasiliano prevalentemente da parte delle società Enel Distribuição São Paulo, Enel Distribuição Rio, Enel Distribuição Ceará ed Enel Green Power Volta Grande 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", per la quota non corrente, accoglie, nel livello 3, il fair value del credito relativo alla cessione di Slovak Power Holding, pari a 359 milioni di euro al 31 dicembre 2018, 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 da World Markets Reuters (WMR) Company. Per i contratti relativi alle commodity, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercato sia regolamentati sia non regolamentati.

In conformità con i nuovi principi contabili internazionali, il Gruppo ha introdotto nel corso del 2013 la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value per la corrispondente misura del rischio controparte.

In particolare, il Gruppo misura il CVA/DVA utilizzando la tecnica di valutazione basata sulla Potential Future Exposure dell'esposizione netta di controparte e allocando, successivamente, l'aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Tale tecnica si avvale unicamente di input osservabili sul mercato.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato).

Gli importi espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti

in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti da World Markets Reuters (WMR) Company.

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.

47.1 Attività con indicazione del fair value

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività non valutata al fair value su base ricorrente ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value alla fine

del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

Milioni di euro	Note	Fair value	Attività non correnti			Fair value	Attività correnti		
			Livello 1	Livello 2	Livello 3		Livello 1	Livello 2	Livello 3
Finanziamenti e crediti	26, 30	608	-	130	478	1.385	-	1.254	131
Investimenti immobiliari	19	196	22	-	174	-	-	-	-
Rimanenze	28	57	-	-	57	-	-	-	-

La tabella accoglie il fair value di investimenti immobiliari e rimanenze di immobili non strumentali rispettivamente per 196 milioni di euro e per 57 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 dei "Finanziamenti e crediti" si riferisce prevalentemente ai 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.



48. Passività misurate al fair value

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, la valutazione al fair value

alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica passività.

Milioni di euro	Note	Passività non correnti			Passività correnti				
		Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	46	605	-	605	-	1	-	1	-
- cambi	46	1.803	-	1.803	-	348	-	348	-
- commodity	46	167	67	100	-	859	491	368	-
Derivati di trading:									
- tassi	46	17	-	17	-	66	-	66	-
- cambi	46	3	-	3	-	33	-	33	-
- commodity	46	14	7	7	-	3.036	1.653	1.383	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	38, 42	117	-	117	-	109	-	109	-

La voce "Corrispettivi potenziali" si riferisce alla Linea di Business Enel X e a Enel Green Power North 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.

48.1 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	43.3.1	38.507	35.179	3.328	-
- a tasso variabile	43.3.1	4.220	165	4.055	-
Finanziamenti bancari:					
- a tasso fisso	43.3.1	1.539	-	1.539	-
- a tasso variabile	43.3.1	9.027	-	9.027	-
Debiti verso altri finanziatori:					
- a tasso fisso	43.3.1	1.585	-	1.585	-
- a tasso variabile	43.3.1	182	-	182	-
Totale		55.060	35.344	19.716	-

49. 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 indiretta-

mente 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 congiun-

to rispettivamente in essere al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017.

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	-	1.952	2.622	389	222	-
Altri ricavi e proventi	-	-	6	7	3	-
Altri proventi finanziari	-	-	1	-	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	3.228	3.234	1.136	-	-	-
Costi per servizi e altri materiali	-	52	2.299	3	163	-
Altri costi operativi	6	262	4	-	-	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	1	-	-	-
Altri oneri finanziari	-	-	16	8	-	-

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
Rapporti patrimoniali						
Crediti commerciali	-	120	717	20	36	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-
Altre attività correnti	-	8	10	146	-	-
Derivati attivi	-	-	-	-	-	-
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-
Finanziamenti a lungo termine	-	-	804	-	-	-
Debiti commerciali	871	160	983	833	19	-
Altre passività correnti	-	2	7	-	-	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	11	-	14	-
Derivati passivi correnti	-	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-
Altre informazioni						
Garanzie rilasciate	-	250	354	-	132	-
Garanzie ricevute	-	-	135	-	16	-
Impegni	-	-	29	-	7	-

Totale 2018	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
5.185	202	5.387	73.134	7,4%
16	22	38	2.538	1,5%
1	58	59	1.715	3,4%
7.598	139	7.737	35.728	21,7%
2.517	127	2.644	18.870	14,0%
272	-	272	2.889	9,4%
1	9	10	483	2,1%
24	31	55	4.392	1,3%

Totale al 31.12.2018	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
893	192	1.085	13.587	8,0%
-	21	21	5.160	0,4%
164	1	165	2.983	5,5%
-	52	52	3.914	1,3%
6	80	86	1.901	4,5%
804	-	804	48.983	1,6%
2.866	58	2.924	13.387	21,8%
9	60	69	12.107	0,6%
25	-	25	1.095	2,3%
-	35	35	4.343	0,8%
89	-	89	3.367	2,6%
736	-	736		
151	-	151		
36	-	36		





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	-

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/investors/1/statuto-regolamenti-e-politiche/disciplina-delle-operazioni-con-parti-correlate>) 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 2018 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 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		



50. Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125 e 126, della legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da enti e amministrazioni pubbliche italiane, nonché le erogazioni concesse da Enel SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati. L'informativa tiene conto: (i) delle erogazioni ricevute da soggetti pubblici/entità statali italiani; e (ii) delle erogazioni concesse da parte di Enel SpA e delle controllate del Gruppo a soggetti pubblici o privati residenti o stabiliti in Italia.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo superiore a 10.000 euro, effettuate dal medesimo soggetto erogante nel corso del 2018, anche tramite una pluralità di transazioni economiche. Il criterio di rilevazione utilizzato è quello cosiddetto "di cassa".

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3 *quater* del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'art. 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Erogazioni ricevute in milioni di euro

Istituto finanziario/Ente erogatore	Società beneficiaria	Importo	Note
MIUR	e-distribuzione SpA	0,10	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per il progetto Internet of Energy, finanziato nell'ambito del bando Artemis - Joint Undertaking
Regione Emilia-Romagna	e-distribuzione SpA	1,25	Contributo incassato nell'ambito del finanziamento decreto legge n. 74/2012 - Interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012 in Emilia-Romagna
Intesa Sanpaolo	Enel Produzione SpA	0,09	Progetto Ascoli P.R. - Contributo a fondo perduto incassato a saldo dell'iniziativa finanziata - Bando 14° - Industria anno 2002 - Legge 488/1992
Intesa Sanpaolo	Enel Produzione SpA	0,44	Progetto Volturmo 2 - Contributo a fondo perduto incassato a saldo dell'iniziativa finanziata - Bando 14° - Industria anno 2002 - Legge 488/1992
Enel SpA	Enel X Srl	0,09	Progetto di R&S cofinanziato da risorse della UE e risorse nazionali. Quota prefinanziamento girata da Enel SpA, a seguito cessione del contratto di finanziamento a Enel X - Progetto Connect
ECSEL JU-MIUR	Enel X Srl	0,10	Progetto di R&S cofinanziato da risorse della UE e risorse nazionali. Incasso relativo al prefinanziamento - Progetto WinSic4AP
MISE	Enel Green Power SpA	0,16	Tranche intermedia di contributo a fondo perduto incassata per il progetto O.M.E.G.A., finanziato nell'ambito FIT Programmi di innovazione tecnologici ex legge n. 46/1982
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0,12	Contributi in conto interesse su finanziamenti a fronte di investimenti in imprese all'estero partecipate da SIMEST. Progetto denominato Palo Viejo 2 (Guatemala), finanziato nell'ambito dell'art. 4 della legge n. 100/90
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0,63	Contributi in conto interesse su finanziamenti a fronte di investimenti in imprese all'estero partecipate da SIMEST. Progetto denominato Chucas (Costa Rica), finanziato nell'ambito dell'art. 4 della legge n. 100/1990
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0,57	Contributi in conto interesse su finanziamenti a fronte di investimenti in imprese all'estero partecipate da SIMEST. Progetto denominato Talinay (Cile), finanziato nell'ambito dell'art. 4 della legge n. 100/1990
		3,55	Totale

Erogazioni concesse in milioni di euro

Società erogante	Società/Ente beneficiario	Importo	Note
e-distribuzione SpA	Dipartimento della Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, Polizia di Stato, Servizio Centrale Polizia Stradale	0,12	Donazione di 10 Top Crash al fine di contribuire allo svolgimento delle attività della Polizia Stradale
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	0,63	1° acconto Contributo liberale 2017
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	1,07	2° acconto Contributo liberale 2017
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	1,70	Saldo Contributo liberale 2017
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	1,59	50% Contributo liberale 2018
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	0,04	Quota associativa 2018
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	0,63	20% Contributo liberale 2017
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	2,52	80% a saldo Contributo liberale 2017
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	0,65	20% Contributo liberale 2018
Enel Produzione SpA	Dipartimento della Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, Polizia di Stato, Servizio Centrale Polizia Stradale	0,01	Donazione di 1 Top Crash al fine di contribuire allo svolgimento delle attività della Polizia Stradale
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi	0,03	50% Contributo liberale 2018
Enel Produzione SpA	Enel Cuore	0,04	Quota associativa 2018
Enel Produzione SpA	Enel Cuore	0,01	20% Contributo liberale 2018
Enel Energia SpA	Dipartimento della Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, Polizia di Stato, Servizio Centrale Polizia Stradale	0,01	Donazione di 1 Top Crash al fine di contribuire allo svolgimento delle attività della Polizia Stradale
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi	1,10	Saldo Contributo liberale 2017
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi	0,80	50% Contributo liberale 2018
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0,04	Quota associativa 2018
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0,41	20% Contributo liberale 2017
Enel Energia SpA	Enel Cuore	1,64	80% a saldo Contributo liberale 2017
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0,06	Contributo liberale Progetto Scuola
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0,32	20% Contributo liberale 2018
Enel Italia Srl	Dipartimento della Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, Polizia di Stato, Servizio Centrale Polizia Stradale	0,02	Donazione di 2 Top Crash al fine di contribuire allo svolgimento delle attività della Polizia Stradale
Enel Italia Srl	Enel Cuore	0,04	Quota associativa 2018
Enel Italia Srl	Enel Cuore	0,01	20% Contributo liberale 2017
Enel Italia Srl	Enel Cuore	0,04	80% a saldo Contributo liberale 2017
Enel Italia Srl	Enel Cuore	0,02	20% Contributo liberale 2018
Enel Italia Srl	Fondazione Centro Studi	0,03	Saldo Contributo liberale 2017
Enel Italia Srl	Fondazione Centro Studi	0,04	50% Contributo liberale 2018
Enel Green Power SpA	Dipartimento della Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, Polizia di Stato, Servizio Centrale Polizia Stradale	0,03	Donazione di 2 Top Crash al fine di contribuire allo svolgimento delle attività della Polizia Stradale
Enel Green Power SpA	Ethiopian Catholic Church Social and Development	0,45	Health Service Program in Saint Luke Catholic Hospital and College of Nursing and Midwifery: donazione di un impianto fotovoltaico ibrido



Erogazioni concesse in milioni di euro

Società erogante	Società/Ente beneficiario	Importo	Note
Enel Green Power SpA	Tesoreria di Roma Capitale - Sovrintendenza capitolina ai Beni Culturali	0,18	Riqualificazione area esterna del "Giardino Caffarelli" e del "Giardino De Vico" più restauro e ripristino delle tre fontane
Enel Green Power SpA	Fondazione Centro Studi	0,12	Saldo Contributo liberale 2017
Enel Green Power SpA	Enel Cuore	0,04	Quota associativa 2018
Enel Green Power SpA	Enel Cuore	0,05	20% Contributo liberale 2017
Enel Green Power SpA	Enel Cuore	0,20	80% a saldo Contributo liberale 2017
Enel Green Power SpA	Renewable Energy Solutions for the mediterranean (RES4MED)	0,06	Quota associativa 2018
Enel Green Power SpA	Renewable Energy Solutions for the mediterranean (RES4MED)	0,06	Quota associativa 2019
Enel Green Power SpA	Shared Value Project Limited	0,02	Quota associativa 2018
Enel SpA	Dipartimento della Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, Polizia di Stato, Servizio Centrale Polizia Stradale	0,02	Donazione di 2 Top Crash al fine di contribuire allo svolgimento delle attività della Polizia Stradale
Enel SpA	ASHOKA Italia ONLUS	0,06	Erogazione liberale per promuovere la crescita sostenibile nel territorio
Enel SpA	European University Institute	0,10	Erogazione liberale a sostegno delle attività di ricerca
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,10	Erogazione liberale a sostegno di progetti di ricerca e di alta formazione
Enel SpA	Enel Cuore	0,04	Quota associativa 2018
Enel SpA	LUISS	0,06	Erogazione liberale a sostegno di borse di studio
Enel SpA	Fondazione Teatro del Maggio Musicale	0,40	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2018
Enel SpA	Fondazione MAXXI	0,59	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2018
Enel SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	0,50	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2018
Enel SpA	Elettrici senza frontiere	0,04	Erogazione liberale per energia dello sviluppo
Enel SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0,60	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2018
Enel SpA	OECD	0,08	Erogazione liberale per il 2018
Enel SpA	Enel X Srl	0,09	Progetto di R&S cofinanziato da risorse della UE e risorse nazionali. Quota trasferita a seguito cessione del contratto di finanziamento a Enel X - Progetto Connect
Enel SpA	CharIN - Charging Interface Initiative e. V.	0,01	Quota associativa 2018
Enel SpA	Fondazione Italia Giappone	0,02	Quota associativa 2018
Enel SpA	OME - Observatoire Méditerranéen de l'Energie	0,06	Quota associativa 2018
Enel SpA	Global Reporting Initiative	0,01	Quota associativa 2018
Enel SpA	WBCSD	0,06	Quota associativa 2018
Enel SpA	Open Innovation Corporation	0,04	Quota associativa 2018
Enel SpA	A.I.I.A.- Associazione Italiana	0,01	Quota associativa 2018
Enel SpA	ANIMA	0,01	Quota associativa 2018
Enel SpA	Mind the bridge	0,12	Quota associativa 2018
Enel SpA	EU40 ASBL	0,02	Quota associativa 2018
Enel SpA	Centre on regulation in Europe	0,04	Quota associativa 2018
Enel SpA	ASSONIME	0,04	Quota associativa 2018
Enel SpA	EUTC	0,01	Quota associativa 2018
Enel SpA	BRUEGEL	0,05	Quota associativa 2018
Enel SpA	Bettercoal	0,07	Quota associativa 2018

Erogazioni concesse in milioni di euro

Società erogante	Società/Ente beneficiario	Importo	Note
Enel SpA	International Integrated	0,01	Quota associativa 2018
Enel SpA	IETA - International Emissions Trading Association	0,02	Quota associativa 2018
Enel SpA	Valore D.	0,02	Quota associativa 2018
Enel SpA	CSR Europe Asbli	0,02	Quota associativa 2018
Enel SpA	Roma Start up	0,01	Quota associativa 2018
Enel SpA	Transparency International Italia	0,02	Quota associativa 2018
Enel SpA	FSG INC.	0,06	Quota associativa 2018
Enel SpA	The European House Ambrosetti	0,07	Quota associativa 2018
Enel SpA	The Trilateral Commission	0,03	Quota associativa 2018
Enel SpA	ISPI - Istituto Studi di Politica Internazionale	0,04	Quota associativa 2018
Enel SpA	Consiglio Cooperazione Economica	0,03	Quota associativa 2018
Enel SpA	CEPS - Centre for European Policy Studies	0,01	Quota associativa 2018
Enel SpA	CONSIUSA - Consiglio per le Relazioni fra Italia e Stati Uniti	0,01	Quota associativa 2018
Enel SpA	Centro Studi Americani	0,02	Quota associativa 2018
Enel SpA	Transparency International Italia	0,02	Quota associativa 2018
Enel SpA	CONSEL	0,02	Quota associativa 2018
Enel SpA	GSEP - Global Sustainable Electricity Partnership	0,10	Quota associativa 2018
Enel SpA	Human Foundation	0,03	Quota associativa 2018
Enel SpA	Open Innovation Corporation	0,03	Quota associativa 2018
Enel SpA	Foundation for the global compact	0,05	Quota associativa 2018
Enel SpA	Innovation Roundtable ApS	0,01	Quota associativa 2018
Enel SpA	KIC INNOENERGY IBERIA	0,04	Quota associativa 2018
Enel SpA	EMF Trading - Ellen Macarthur Foundation	0,04	Quota associativa 2018
Enel SpA	ICC ITALIA	0,01	Quota associativa 2018
Enel SpA	Business Europe	0,02	Quota associativa 2018
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore	0,04	Quota associativa 2018
Enel X Srl	Enel Cuore	0,04	Quota associativa 2018
Enel Sole Srl	Enel Cuore	0,02	Saldo Contributo liberale 2016
		18,92	Totale



51. 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 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	10.310	8.171	2.139
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	109.638	79.163	30.475
- acquisti di combustibili	43.668	42.302	1.366
- forniture varie	3.122	3.119	3
- appalti	3.133	3.334	(201)
- altre tipologie	3.270	2.912	358
Totale	162.831	130.830	32.001
TOTALE	173.141	139.001	34.140

Per maggiori dettagli sulla scadenza degli impegni e delle garanzie, si rinvia al paragrafo "Impegni per l'acquisto delle commodity" contenuto nella nota 44.

52. Attività e passività potenziali

Di seguito sono riportate le principali attività e passività potenziali al 31 dicembre 2018 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 "provvisoria" – 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 provvisoria. Avverso detta favorevole sentenza di appello, hanno ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale sia le parti civili costituite in tale sede. Con sentenza dell'11 gennaio 2011, la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso, annullando la sentenza della Corte d'Appello di Venezia e rinviando alla stessa Corte d'Appello in sede civile per le statuizioni in tema di risarcimento del danno e riparto dello stesso tra gli imputati. Si precisa che, in forza di accordo intervenuto nel corso del 2008, Enel ha provveduto al pagamento delle somme liquidate a favore degli enti pubblici veneti. Nel corso del 2011, il Ministero dell'Ambiente, gli enti pubblici emiliani e

i privati già costituiti parte civile nel procedimento penale, hanno richiesto a Enel SpA ed Enel Produzione, in sede civile, dinanzi alla Corte 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. Il 25 settembre 2018 la Corte di Cassazione ha accolto uno dei motivi di ricorso delle difese, annullando la condanna generica pronunciata a favore del Ministero e rinviando il giudizio alla Corte d'Appello di Venezia affinché si pronunci specificamente sull'eventuale risarcimento del danno. Allo stato attuale, il Ministero non ha ancora riassunto la causa dinanzi alla Corte d'Appello di Venezia.

Centrale termoelettrica di Brindisi Sud - Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel

In relazione alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud, 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 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 costituite in 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. L'8 febbraio 2019 la Corte d'Appello di Lecce ha: (i) confermato la sentenza di primo grado quanto alle condanne penali per due dirigenti di Enel Produzione; (ii) rigettato le domande di risarcimento del danno di alcune parti private appellanti; (iii) accolto alcune domande di risarcimento danni, in primo grado rigettate, rinviando le parti, come le altre – la cui domanda era stata accolta in primo grado – dinanzi al giudice civile per la quantificazione, senza riconoscere provvisionali; (iv) confermato per il resto la sentenza del Tribunale di Brindisi fatta eccezione per l'estensione delle spese di lite anche alla Provincia di Brindisi, cui non era stato riconosciuto alcun risarcimento del danno né in primo, né in secondo grado. 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. Il procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia, invece, è tuttora pendente e si trova in fase dibattimentale (è stato nuovamente rinviato al 28 febbraio 2019 per sentire i testi indicati dagli altri imputati), avendo il Tribunale recentemente escluso che sia maturata la prescrizione dei reati contestati.

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. 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. Con sentenza pubblicata il 9 ottobre 2018 la Corte d'Appello di Roma ha rigettato l'appello di Cattolica, confermando per l'effetto la sentenza di primo grado.

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 dovute 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 del giudizio di appello. 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 precisazione delle conclusioni.

Procedimento antitrust Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

In data 11 maggio 2017 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha notificato l'avvio di un procedimento per presunto abuso di posizione dominante ai sensi dell'art. 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) nei confronti di Enel SpA ("Enel"), Enel Energia SpA ("EE") e Servizio Elettrico Nazionale SpA ("SEN") contestando, tra l'altro, una strategia escludente per aver posto in essere alcune condotte commerciali non replicabili, suscettibili di ostacolare i propri concorrenti non integrati e di avvantaggiare la propria società attiva sul mercato libero (EE).

In data 20 dicembre 2018 l'AGCM ha adottato il provvedimento finale, successivamente notificato alle parti in data 8 gennaio 2019, con il quale ha disposto l'irrogazione nei confronti delle società Enel, SEN ed EE di una sanzione amministrativa pecuniaria di euro 93.084.790,50, per abuso di posizione dominante in violazione dell'art. 102 del TFUE.

La condotta contestata consisterebbe nell'adozione di una strategia escludente realizzata mediante l'utilizzo illegittimo dei dati della base clienti tutelata, acquisiti con il meccanismo del consenso privacy per finalità commerciali.

Relativamente alle ulteriori contestazioni mosse con il provvedimento di avvio del procedimento e riguardanti l'organizzazione e lo svolgimento delle attività di vendita all'interno dei punti fisici sul territorio (Punti Enel e Punti Enel Negozi Partner) e alle politiche di winback, l'AGCM è

giunta alla conclusione che le evidenze istruttorie non hanno fornito un quadro probatorio sufficiente a imputare alle società del Gruppo Enel alcuna condotta abusiva.

Avverso il provvedimento, SEN, EE ed Enel hanno presentato ricorso al TAR del Lazio, rispettivamente, in data 15 e 18 febbraio 2019 e 5 marzo 2019.

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. La prossima udienza, originariamente fissata il 14 novembre 2018, è stata rinviata all'8 maggio 2019.

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 *Saisie 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 Grande Instance ha statuito che: (i) la sentenza albanese contrasta 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 ed è in corso la fase di scambio di memorie tra le parti. L'udienza dinanzi la Corte d'Appello di Parigi è fissata il 9 giugno 2020.

Stato di New York

Albania BEG Ambient Shpk ("ABA") nel marzo 2014 ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi al tribunale dello Stato di New York per ottenere l'*exequatur* 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. Con decisione unanime dell'8 febbraio 2018 l'Appellate Division 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. Successivamente, la Supreme Court dello Stato di New York ha, fra l'altro, rigettato in data 23 febbraio 2018 la domanda promossa da ABA per ottenere l'*exequatur* della sentenza albanese nello Stato di New York.

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 al-*

tera 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 ottobre 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. 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.

Con decisione del 17 luglio 2018 la Corte d'Appello di Amsterdam ha accolto l'appello proposto da Enel ed Enelpower e ha quindi dichiarato che la sentenza albanese non può essere riconosciuta ed eseguita nei Paesi Bassi. La Corte d'Appello ha ritenuto la decisione albanese arbitraria e manifestamente irragionevole e pertanto contraria all'ordine pubblico olandese. Per questi motivi, la Corte non ha considerato necessario analizzare gli ulteriori argomenti di Enel ed Enelpower.

Il procedimento dinanzi alla Corte d'Appello prosegue relativamente alla domanda subordinata avanzata da Albania BEG Ambient Shpk nell'ambito del procedimento di appello, volta a ottenere che la Corte accerti il merito della controversia oggetto del contenzioso in Albania e in particolare l'asserita responsabilità extracontrattuale di Enel ed Enelpower in merito alla mancata costruzione della centrale in Albania. Albania BEG Ambient Shpk ha depositato la propria memoria il 9 ottobre 2018, alla quale Enel ed Enelpower hanno replicato, il 6 dicembre 2018, eccependo il difetto di giurisdizione dei giudici olandesi e, comunque, contestando *in toto* il merito ribadendo la totale infondatezza delle pretese. L'udienza di discussione è fissata l'8 aprile 2019.



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. Enel ed Enelpower hanno avviato le azioni da intraprendere per il recupero delle spese riconosciute in sentenza.

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.

In data 10 agosto 2018 è stato notificato a e-distribuzione il decreto di citazione diretta a giudizio dinanzi al Tribunale

di Milano per il 23 maggio 2019. Il procedimento coinvolge, oltre che e-distribuzione SpA, per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, anche un suo dipendente, nonché alcune società terze e loro esponenti. Il procedimento è stato avviato per la presunta commissione del reato di gestione di rifiuti non autorizzata (art. 256 TUA) e per la violazione di prescrizioni del Codice dei Beni Culturali (decreto legislativo n. 42/2004), in relazione ad alcuni lavori di rimozione di una linea elettrica. Per l'udienza del 23 maggio 2019 è fissato l'esame di alcuni testi del Pubblico Ministero.

Incentivi ambientali - Spagna

A seguito della Decisione della Commissione Europea (Commissione) del 27 novembre 2017 sul tema degli incentivi ambientali per le centrali termoelettriche, la Direzione Generale della Concorrenza della Commissione ha avviato un procedimento investigativo ai sensi dell'art. 108 comma 2 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) al fine di stabilire se l'incentivo all'investimento ambientale per le centrali a carbone previsto nell'ordinanza n. ITC/3860/2007 costituisca un aiuto di Stato compatibile con il mercato interno. Secondo un'interpretazione letterale della citata Decisione, la Commissione sarebbe pervenuta alla conclusione preliminare che l'incentivo in questione costituirebbe un aiuto di Stato ai sensi dell'art. 107.1 TFUE, manifestando dubbi sulla compatibilità di tale incentivo con il mercato interno pur riconoscendo che si tratti di incentivi in linea con la politica ambientale dell'Unione Europea. Il 13 aprile 2018 Endesa Generación SA, nella qualità di terzo interessato, ha presentato alcune osservazioni contrarie a questa interpretazione. Successivamente, in data 30 luglio 2018, si è appreso del ricorso presentato da Gas Natural contro la decisione della Commissione.

Contenziosi Furnas - Tractebel – 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, aveva disposto la sospensione del procedimento in considerazione dell'esistenza di un altro contenzioso pendente tra le stesse parti. Il 14 febbraio 2019 CIEN ha ricevuto la notifica di un'ordinanza che ha riattivato il procedimento, dando avvio alle operazioni peritali. Il valore stimato del contenzioso è di circa 118 milioni di real brasiliani (circa 28 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 124 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare. Anche Furnas, nel dichiarare l'invalidità 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 controappello. Il 21 agosto 2018 il Tribunal de Justiça ha respinto l'appello di Furnas, accogliendo le domande di CIEN.

Contenziosi Cibran - Brasile

La società Companhia Brasileira de Antibióticos ("Cibran") ha avviato sei azioni giudiziali nei confronti della società Ampla Energia e Serviços SA ("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 ad Ampla. 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 ad Ampla.

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 Ampla a circa 200.000 real brasiliani (circa 46.000 euro), oltre ad altri danni da quantificare successivamente. Avverso tale decisione, Ampla ha presentato un ricorso in appello che è stato accolto dal Tribunal de Justiça. 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 Ampla a un risarcimento pari a 80.000 real brasiliani (circa 19.000 euro) per danni morali, oltre al pagamento di danni materiali quantificati in 96.465.103 real brasiliani (circa 23 milioni di euro), oltre a interessi. In data 8 luglio 2015, Ampla 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 464 milioni di real brasiliani (circa 107 milioni di euro).

Contenzioso Coperva - Brasile

Nell'ambito del progetto di ampliamento della rete nelle zone rurali del Brasile, la società Companhia Energética do Ceará SA ("Coelce"), allora posseduta dallo Stato e oggi società del Gruppo, aveva sottoscritto nel 1982 contratti per l'utilizzo delle reti con alcune cooperative, create appositamente per realizzare il citato progetto. I contratti prevedevano il pagamento di un corrispettivo mensile da parte di Coelce, che avrebbe dovuto inoltre provvedere alla manutenzione delle reti.

Tali contratti, sottoscritti tra cooperative costituite in circostanze particolari e l'allora società pubblica, non identificavano con esattezza le reti oggetto dei contratti e ciò ha portato alcune di queste cooperative a promuovere azioni nei confronti di Coelce per chiedere, tra l'altro, la revisione del canone pattuito nel contratto. Tra queste si evidenzia l'azione di Cooperativa de Eletrificação Rural do V do Acaraú Ltda ("Coperva") con un valore di circa 218 milioni di real brasiliani (circa 53 milioni di euro). Coelce ha ottenuto decisioni favorevoli in primo grado e in appello ma Coperva





ha presentato un ulteriore ricorso (*Embargo de Declaração*) che è stato rigettato con sentenza dell'11 gennaio 2016. In data 3 febbraio 2016 Coperva ha presentato un ricorso speciale davanti al Superior Tribunal de Justiça che è stato accolto, il 5 novembre 2018, limitatamente alla decisione emessa sul precedente ricorso (*Embargo de Declaração*). Il 3 dicembre 2018 Enel ha presentato ricorso (*Agravo In-terno*) avverso questa decisione al Superior Tribunal de Justiça. Il procedimento è attualmente pendente.

Contenziosi AGM - Brasile

Nel 1993 Enel Distribuição Goiás, l'Associazione dei comuni 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 90 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 231 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.

Contenzioso ANEEL - Brasile

Nel 2014 Enel Distribuição São Paulo ha avviato dinanzi alla giustizia federale un'azione di annullamento del provvedimento amministrativo dell'ANEEL (Agenzia Nazionale Energia Elettrica) che, nel 2012, aveva introdotto retroattivamente un coefficiente negativo da applicarsi nella determinazione delle tariffe del successivo periodo regolatorio (2011-2015). Con tale provvedimento, l'autorità disponeva la restituzione del valore di alcune componenti della rete computate in tariffa in precedenza perché ritenute inesistenti, nonché il rigetto della richiesta di Enel Distribuição São Paulo di includere nella tariffa ulteriori componenti. In data 9 settembre 2014 è stata disposta in via cautelare la sospensione del provvedimento amministrativo dell'ANEEL. Il procedimento di primo grado è nelle sue fasi preliminari e il valore della causa è pari a 833 milioni di real brasiliani (circa 185 milioni di euro).

Arbitrato Neoenergia - Brasile

Il 18 giugno 2018 Neoenergia ha presentato una domanda arbitrale nei confronti di Enel Distribuição São Paulo dinanzi alla Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM) avente a oggetto il Contratto di Investimento stipulato tra le due società in data 16 aprile 2018. In particolare, Neoenergia ha lamentato un'asserita mancanza di parità di trattamento tra i partecipanti alla procedura di acquisizione di Enel Distribuição São Paulo. In data 3 settembre 2018 Neoenergia ha modificato la propria domanda rinunciando alla richiesta di esecuzione in forma specifica delle obbligazioni previste dal contratto. L'attuale domanda riguarda la richiesta di risarcimento di danni derivanti dal presunto inadempimento del contratto di investimento. Il valore della causa è attualmente indeterminato.

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 Ministerio de 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.

Il 22 marzo 2018 l'ANLA e la CAM hanno presentato congiuntamente la relazione finale sulle attività di monitoraggio della qualità dell'acqua a valle della diga della centrale El Quimbo, con la quale entrambe le autorità hanno confermato il rispetto dei livelli di ossigeno da parte di Emgesa. Il 15 giugno 2018 Emgesa ha depositato le proprie comparse conclusionali e si è in attesa della emissione della sentenza.

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 de Bogotá ("GEB") (che detiene una partecipazione di circa il 51,5% nelle società Emgesa e Codensa) al fine di dare l'avvio a un procedimento arbitrale dinanzi al Centro de Arbitraje y Conciliación della Cámara de Comercio de Bogotá.

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. In data 22 agosto 2018 Enel Américas ha appreso che GEB ha rinunciato all'azione di cui sopra.

In data 8 ottobre 2018 è stato notificato l'avvio da parte di GEB nei confronti di Enel Américas SA di un nuovo procedimento di arbitrato dinanzi alla Cámara de Comercio de Bogotá, di cui si è ancora in attesa di conoscere il contenuto.

Arbitrato 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-Distribuție 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-Distribuție 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 a interessi. L'udienza si è tenuta nella prima settimana di ottobre 2018 e si è in attesa dell'emissione del lodo.

Contenzioso Gabčíkovo - Slovacchia

La società Slovenské elektrárne ("SE") è coinvolta in diversi procedimenti avviati davanti alle corti nazionali in relazione all'impianto idroelettrico di 720 MW di Gabčíkovo,

amministrato da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VV") e la cui gestione e manutenzione, nel contesto della privatizzazione di SE del 2006, era stata affidata a SE per un periodo di 30 anni con un accordo di gestione (VEG 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 MH Manazment hanno avviato due procedimenti

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. Tali procedimenti sono stati riuniti e, il 27 settembre 2017, si è tenuta un'udienza dinanzi al Tribunale di Bratislava nella quale il giudice ha rigettato la richiesta delle parti attrici per ragioni processuali. Sia VV sia MH Manazment hanno presentato appello avverso tale decisione e i procedimenti sono in corso di svolgimento. Sempre in ambito locale, VV ha intentato diversi giudizi nei confronti di SE per l'accertamento di un asserito ingiustificato arricchimento da parte di quest'ultima (stimato in circa 360 milioni di euro, oltre a interessi) per il periodo 2006-2015. SE ha presentato domande riconvenzionali in tutti i menzionati procedimenti che si trovano in corso di svolgimento. Infine, in un altro procedimento pendente innanzi al 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. Le parti hanno effettuato lo scambio di memorie. All'ultima udienza, tenutasi il 6 dicembre 2018, il giudice ha disposto un nuovo rinvio senza specificarne la data.

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'Istituto Costarricense 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, slittamenti 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 arbitrato di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) al fine di ottenere il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti per la costruzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto e l'annullamento della multa comminata dall'ICE. 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 (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, Chucas ha depositato una memoria nell'ambito di suddetto contenzioso e il procedimento è in fase di svolgimento.

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 arbitrato 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). In data 9 dicembre 2018 è stato notificato il lodo con il quale il Tribunale Arbitrale ha dichiarato valida la risoluzione per inadempimento di Chucas. In





data 4 dicembre 2018 Chucas ha ricevuto il pagamento di circa 12 milioni di dollari statunitensi (circa 11 milioni di euro) in esecuzione del lodo.

GasAtacama Chile - Cile

In data 4 agosto 2016 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha sanzionato GasAtacama Chile con una multa di 8,3 milioni di dollari avente a oggetto le informazioni fornite da quest'ultima al CDEC-SING (Centro de Despacho Económico de Carga) tra il 1° gennaio 2011 e il 29 ottobre 2015, relativamente alle variabili del Minimo Técnico e del Tempo Minimo di Operazione nella centrale di Atacama. Avverso tale provvedimento GasAtacama Chile ha presentato ricorso dinanzi alla stessa SEC, che lo ha rigettato in data 2 novembre 2016. GasAtacama Chile ha impugnato questa decisione dinanzi alla Corte d'Appello di Santiago e il procedimento si trova nella fase decisoria. In parallelo, GasAtacama Chile ha anche presentato ricorso dinanzi alla Corte Costituzionale, sostenendo che le disposizioni giuridiche in forza delle quali la SEC ha irrogato la multa erano state abrogate alla data in cui la sanzione era stata emessa. Il 17 luglio 2018 la Corte Costituzionale ha rigettato il ricorso di GasAtacama Chile.

In relazione con la questione sopra menzionata, alcuni operatori del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), tra i quali Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA ed Engie Energía Chile SA, hanno avviato azioni al fine di ottenere il risarcimento dei danni, per un importo di circa 58 milioni di euro, la prima, e circa 141 milioni di euro, i secondi. I suddetti contenziosi sono stati in parte riuniti in un unico procedimento e sono attualmente pendenti.

Contenziosi fiscali in Brasile

Whithholding Tax - Ampla

Nel 1998 Ampla Energia e Serviços SA ("Ampla") finanziò l'acquisizione di Coelce mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari (c.d. "Fixed Rate Notes" - FRN) sottoscritti da una propria filiale panamense, costituita al fine di raccogliere finanziamenti all'estero. In virtù di un regime speciale allora vigente, subordinato al mantenimento del prestito obbligazionario fino al 2008, gli interessi corrisposti da Ampla alla propria controllata 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 equivallesse a un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione.

Nel dicembre 2005 Ampla Energia e Serviços SA ha effettuato una scissione a favore di Ampla Investimentos e Serviços SA che comportò il trasferimento del residuo debito FRN e dei diritti e delle obbligazioni a esso riferiti.

In data 6 novembre 2012, la Câmara Superior de Recursos Fiscais (ultimo grado del giudizio amministrativo) ha emesso una decisione sfavorevole per Ampla rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo Organismo una richiesta di chiarimento. In data 15 ottobre 2013, è stato notificato ad Ampla il rifiuto della richiesta di chiarimento (*Embargo de Declaração*) e, pertanto, è stata confermata la precedente decisione sfavorevole. La società ha presentato una garanzia del debito e il 27 giugno 2014 ha proseguito il contenzioso dinanzi al Giudice Ordinario (Tribunal de Justiça).

A dicembre 2017 il giudice ha nominato un esperto al fine di approfondire ulteriormente il tema e, conseguentemente, supportare l'emissione della futura sentenza. A settembre 2018 l'esperto ha rilasciato la propria perizia richiedendo ulteriore documentazione.

A dicembre 2018 la società ha prodotto l'ulteriore documentazione probatoria richiesta e attende di conoscere l'esito della valutazione del giudice in merito agli argomenti e ai documenti presentati dalle parti.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2018 è di circa 286 milioni di euro.

PIS - Eletropaulo

Nel luglio del 2000 Eletropaulo ha instaurato un contenzioso per il riconoscimento di un credito PIS (Programa Integração Social) derivante da somme versate in applicazione di norme (decreti legge n. 2.445/1988 e 2.449/1988) successivamente dichiarate incostituzionali dal Supremo Tribunal Federal (STF). Nel maggio del 2012 è stata emessa dal Superior Tribunal de Justiça (STJ) la sentenza finale favorevole alla società che ha riconosciuto il diritto al credito.

Nel 2002, prima dell'emissione della citata sentenza finale favorevole, la società ha compensato il credito con altri tributi federali. Tale comportamento è stato contestato dall'Autorità Fiscale Federale ma la società, sostenendo la

correttezza del proprio operato, ha impugnato in tribunale gli atti emessi dall'Autorità Fiscale Federale. A seguito della sconfitta in primo grado, la società ha presentato appello in secondo grado.

Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2018 è di circa 144 milioni di euro.

ICMS - Ampla, Coelce ed Eletropaulo

Gli Stati di Rio de Janeiro, di Ceará e di São Paulo hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Ampla Energia e Serviços SA (per i periodi 1996-1999 e 2007-2017), alla società Companhia Energética do Ceará SA (per periodi 2003, 2004 e 2006-2012) e alla società Eletropaulo (per periodi 2008-2017), 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 2018 è di circa 92 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 principi contabili adottati. Viceversa, l'Amministrazione Finanziaria brasiliana ha ritenuto – nel corso di una verifica fiscale – che la scelta contabile adottata dalla società non fosse corretta e che gli effetti dello storno si sarebbero dovuti rilevare a Conto economico; per effetto di ciò, il corrispondente valore (circa 202 milioni di euro) è stato riquilibrato 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.

I primi due gradi di giudizio amministrativo si sono conclusi – rispettivamente a luglio 2016 e a settembre 2018 – a favore dell'Amministrazione Finanziaria. La società continuerà a difendere in terzo grado il proprio operato e la correttezza del trattamento contabile adottato.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2018 è di circa 64 milioni di euro.

PIS - Eletropaulo

Nel corso del mese di dicembre del 1995 il Governo brasiliano ha disposto un incremento dell'aliquota dell'imposta federale PIS (Programa Integração Social) da 0,50% a 0,65% attraverso l'emanazione di un provvedimento provvisorio (*Executive Provisional Order*).

Successivamente, il suddetto provvedimento provvisorio è stato reiterato per cinque volte prima della sua definitiva conversione in legge avvenuta nel 1998. Secondo la normativa brasiliana, l'aumento dell'aliquota fiscale (o l'istituzione di un nuovo tributo) può essere disposto solo in forza di legge ed è efficace una volta decorsi 90 giorni dalla sua pubblicazione.

Pertanto, Eletropaulo ha instaurato un contenzioso argomentando che l'aumento dell'aliquota fiscale sarebbe stato efficace solo dopo 90 giorni dall'ultimo ordine provvisorio, sostenendo, quindi, che siano da considerarsi nulli gli effetti dei primi quattro provvedimenti provvisori (in quanto mai convertiti in legge). Tale contenzioso si è concluso nell'aprile del 2008 riconoscendo la validità dell'incremento dell'aliquota del PIS a partire dal primo provvedimento provvisorio.

Nel maggio 2008 l'Autorità Fiscale brasiliana ha intentato una causa nei confronti della società Eletropaulo per richiedere il versamento delle maggiori imposte corrispondenti all'incremento di aliquota per il periodo marzo 1996 - dicembre 1998. Al riguardo, Eletropaulo si è opposta a tale richiesta, nei diversi gradi di giudizio, sollevando l'intervenuta prescrizione dei tempi per l'emissione dell'avviso di accertamento. In particolare, essendo trascorsi più di cinque anni dal verificarsi del presupposto impositivo (dicembre 1995, data del primo provvedimento provvisorio) senza l'emissione di alcun atto formale, si contesta all'Autorità Fiscale la prescrizione del diritto di richiedere il versamento delle maggiori imposte nonché la possibilità di instaurare qualsiasi azione legale in tal senso.





Nel 2017, a seguito delle decisioni sfavorevoli pronunciate nei precedenti gradi di giudizio, Eletropaulo ha presentato appello – per vedere riconosciuti i propri diritti e per difendere il proprio operato – presso il Superior Tribunal de Justiça (STJ) e il Supremo Tribunal Federal (STF). I suddetti giudizi sono tuttora pendenti, mentre gli importi oggetto di contestazione sono stati oggetto di copertura mediante garanzia bancaria.

A tale ultimo riguardo, si segnala che, in attesa di conoscere l'esito di tali giudizi, l'Ufficio del Procuratore Generale del Dipartimento del Tesoro Nazionale brasiliano ha presentato una richiesta per la sostituzione della lettera di garanzia bancaria con un deposito giudiziario. Tale richiesta è stata respinta nel settembre del 2017 e avverso tale decisione l'Ufficio del Procuratore Generale ha presentato appello nel febbraio 2018.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2018 è di circa 54 milioni di euro.

Contenzioso fiscale in Spagna

Imposte sui redditi - Enel Iberia, Endesa e controllate

Nel 2018 l'Autorità Fiscale spagnola ha concluso una verifica generale che ha interessato le società del Gruppo facenti parte del consolidato fiscale spagnolo. Tale verifica, avviata nel 2016, ha interessato l'imposta sui redditi delle società, l'imposta sul valore aggiunto e le ritenute (principalmente relativamente agli anni dal 2012 al 2014).

Con riferimento alle principali contestazioni, le società interessate hanno impugnato i relativi atti in primo grado amministrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central -

TEAC), difendendo la correttezza del proprio operato.

In relazione alle contestazioni in materia di imposta sui redditi delle società, il contenzioso valutato con esito possibile ammonta a circa 141 milioni di euro al 31 dicembre 2018: (i) Enel Iberia difende la correttezza del criterio adottato per la determinazione della deducibilità di minusvalenze derivanti da vendite azionarie (circa 99 milioni di euro) e di alcuni oneri finanziari (circa 15 milioni di euro); (ii) Endesa e le sue controllate difendono la correttezza del criterio adottato per la deducibilità di alcuni oneri finanziari (circa 22 milioni di euro) e di costi per lo smantellamento di centrali nucleari (circa 5 milioni di euro).

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 rilievo 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 2018 è di circa 90 milioni di euro, avallato mediante garanzia bancaria con conseguente sospensione della riscossione.

53. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Emissione di un nuovo green bond in Europa per 1 miliardo di euro

In data 14 gennaio 2019 Enel Finance International NV ("EFI"), società finanziaria del Gruppo controllata da Enel SpA ("Enel", rating BBB+ per Standard & Poor's, Baa2 per Moody's, BBB+ per Fitch), ha collocato con successo sul mercato europeo il suo terzo green bond, destinato a investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata dalla stessa Enel. L'emissione ammonta a complessivi 1.000 milioni di euro e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza, in data 21 luglio 2025, e il pagamento di una cedola a tasso fisso pari a 1,500%, pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di luglio, a partire da luglio 2019. Il prezzo di emissione è stato fissato in 98,565% e il rendimento effettivo a scadenza è pari a 1,736%. La data prevista per il regolamento dell'emissione è il 21 gennaio 2019.

Si prevede che il green bond sia quotato sul mercato regolamentato della Borsa d'Irlanda, sul mercato regolamentato della Borsa del Lussemburgo e sia ammesso a negoziazione sul sistema multilaterale di negoziazione "ExtraMOT PRO" organizzato e gestito da Borsa Italiana. Si prevede, inoltre, che al green bond vengano assegnati rating in linea con quelli di Enel.

L'operazione ha raccolto adesioni per un importo superiore a 4,2 miliardi di euro, con una partecipazione significativa dei cosiddetti "Investitori Socialmente Responsabili" (SRI), e ha permesso al Gruppo di continuare a diversificare la propria base di investitori.

Accordo per la vendita di 540 MW di capacità rinnovabile in Brasile per 700 milioni di euro

In data 16 gennaio 2019 Enel SpA ("Enel"), tramite la sua controllata per le rinnovabili Enel Green Power Brasil Participações Ltda ("EGP Brasile"), ha siglato un accordo con la società cinese CGN Energy International Holdings Co. Limited ("CGNEI") per la vendita del 100% di tre impianti

di rinnovabili, per una capacità complessiva di 540 MW. Il corrispettivo totale dell'operazione, da pagare al closing, è pari all'enterprise value degli impianti e ammonta a circa 2,9 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 700 milioni di euro al tasso di cambio attuale.

I tre impianti brasiliani oggetto della cessione, tutti già in esercizio, sono i parchi solari di Nova Oliinda (292 MW) e Lapa (158 MW), negli stati nordorientali di Piauí e Bahia, rispettivamente, oltre al parco eolico di Cristalândia (90 MW), sempre a Bahia.

Enel Green Power España avvia la costruzione di 90 MW di nuova capacità eolica in Spagna

Enel Green Power España ha avviato la costruzione di tre parchi eolici con una capacità complessiva di circa 90 MW ripartita fra le municipalità di Allueva, Fonfría, Mezquita de Jarque, Fuentes Calientes, Cañada Vellida e Rillo nella provincia spagnola di Teruel, in Aragona. L'investimento totale nei tre impianti è pari a circa 88 milioni di euro. I tre parchi eolici entreranno in esercizio entro la fine del 2019 e, una volta completati, genereranno oltre 295 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di circa 196.000 tonnellate di CO₂ l'anno. La capacità prevista del parco di Allueva (7 turbine) supera i 25 MW, mentre quella del parco eolico Sierra Pelarda (4 turbine), a Fonfría, è di circa 15 MW. Il più grande dei tre impianti, Sierra Costera I (14 turbine), avrà una capacità di circa 50 MW e sarà ubicato nelle municipalità di Mezquita de Jarque, Fuentes Calientes, Cañada Vellida e Rillo.

Il CdA di Enel Américas convoca l'Assemblea straordinaria per un aumento di capitale fino a 3,5 miliardi di dollari USA

In data 28 febbraio 2019 Enel SpA ("Enel" o la "Società") informa che il Consiglio di Amministrazione della controllata cilena Enel Américas SA ("Enel Américas"), di cui Enel possiede il 51,8% del capitale, ha convocato per il prossi-





mo 30 aprile l'Assemblea straordinaria degli azionisti per deliberare un aumento del capitale sociale fino a 3,5 miliardi di dollari statunitensi, da sottoscrivere interamente in denaro. Si prevede che tale aumento venga realizzato mediante emissione di nuove azioni ordinarie e nuove American Depositary Shares ("ADS") da offrire in opzione ai soci in proporzione al numero di azioni/ADS da essi possedute. Attraverso tale aumento di capitale, Enel Américas, secondo la proposta formulata dal proprio Consiglio di Amministrazione, mira a potenziare la propria posizione finanziaria per perseguire nuove opportunità di crescita organiche e inorganiche, sia attraverso minority buyout sia tramite attività di M&A, ottimizzando i flussi di cassa e migliorando il livello di indebitamento. Inoltre, l'aumento di capitale consentirà un incremento del flottante e della capitalizzazione. Enel Américas investe nei settori della generazione e distribuzione di energia elettrica in Argentina, Brasile, Colombia e Perù e, con una capacità installata di oltre 11 GW e più di 24 milioni di clienti, è la maggiore società elettrica privata del Sud America.

Modifiche al quadro normativo delle concessioni idroelettriche

Con riferimento alle novità introdotte con il decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, in materia di semplificazione e

sostegno allo sviluppo ("Decreto legge Semplificazione"), convertito in legge nel febbraio 2019, si segnala l'introduzione di alcune modifiche al quadro normativo delle concessioni idroelettriche. Le principali modifiche riguardano: (i) la proroga onerosa delle concessioni già scadute (fenomeno riguardante soggetti non appartenenti al Gruppo Enel) fino al 2023, (ii) la regolamentazione della riassegnazione delle concessioni alla loro scadenza; (iii) il regime di indennizzo del concessionario uscente per il trasferimento degli asset legati alla concessione idroelettrica.

Si tratta di norme che fissano una serie di principi di ordine generale e che saranno oggetto di provvedimenti attuativi da parte delle Regioni e delle autorità competenti al fine di disciplinare in dettaglio i rinnovi delle concessioni nel rispetto dei principi dettati dalla Costituzione.

Il Gruppo sta analizzando le possibili conseguenze applicative della riforma, che allo stato non sembra produrre un impatto significativo.

Si rammenta che le concessioni idroelettriche attualmente detenute dal Gruppo che rientrano nell'ambito di applicazione del presente provvedimento avranno la loro naturale scadenza a partire dal 2029.

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 2018, ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81 ter del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Francesco Starace e Alberto De Paoli, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154 bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
 - b. l'effettiva applicazionedelle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2018 e il 31 dicembre 2018.
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 2018:
 - 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 2018 e che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2018, 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.

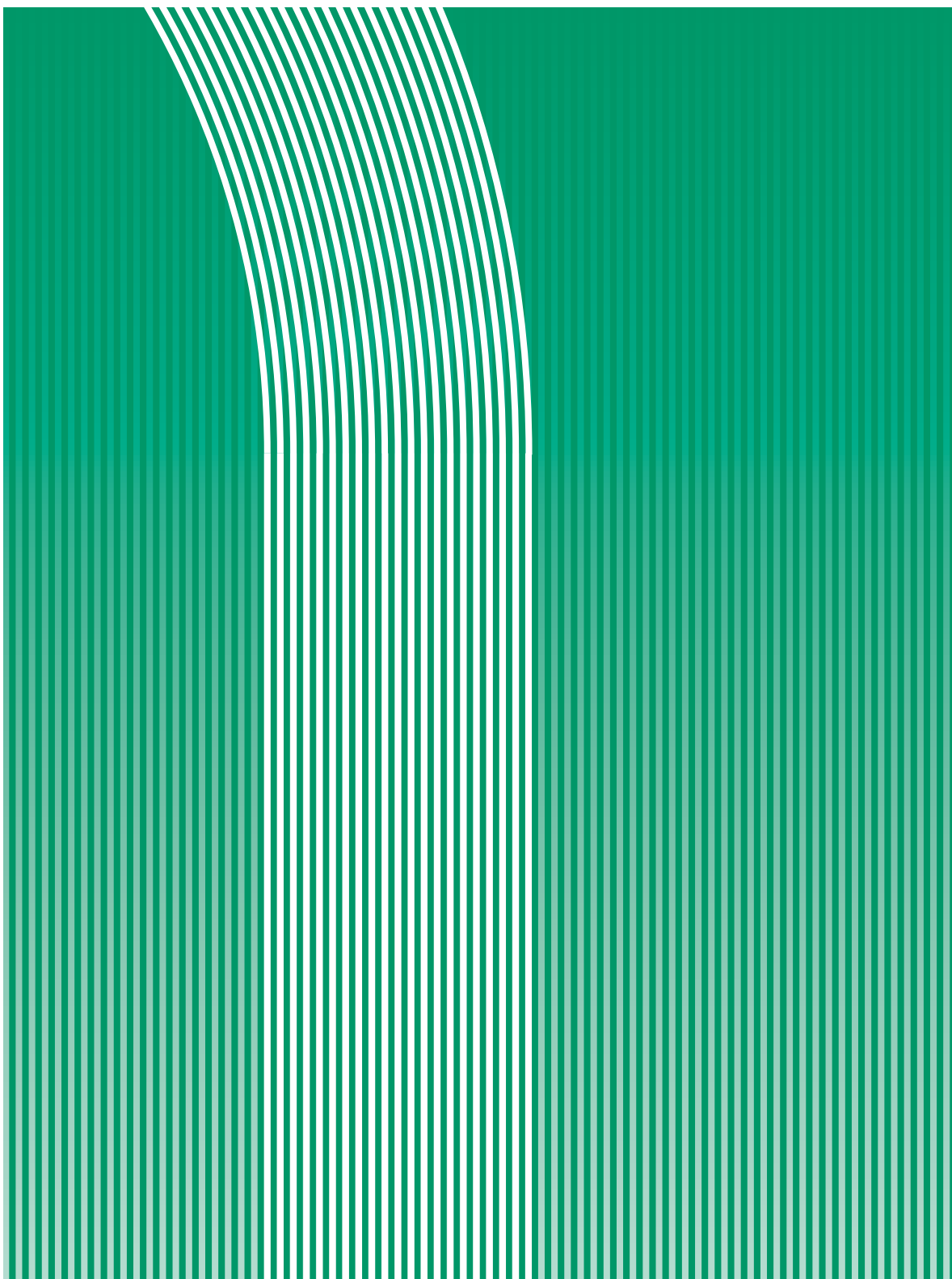
Roma, 21 marzo 2019

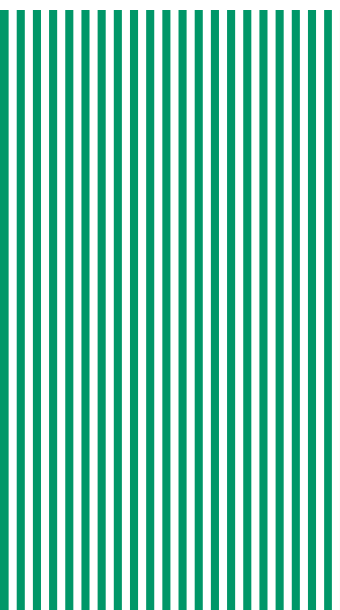
Francesco Starace

Amministratore Delegato di Enel SpA

Alberto De Paoli

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA





04

Bilancio
di esercizio
di Enel SpA



Prospetti contabili

Conto economico

Euro	Note	2018		2017	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	4.a	37.979.400	37.948.667	119.973.169	117.964.169
Altri ricavi e proventi	4.b	14.663.248	11.611.943	12.536.313	11.816.934
	<i>[Subtotale]</i>	52.642.648		132.509.482	
Costi					
Acquisti di materiali di consumo	5.a	775.602	755.960	527.618	397.627
Servizi e godimento beni di terzi	5.b	127.046.752	73.565.421	164.647.974	83.362.136
Costo del personale	5.c	109.461.719		173.833.672	
Ammortamenti e impairment	5.d	(330.561.950)		15.386.821	
Altri costi operativi	5.e	38.375.592	5.116.819	19.640.692	1.042.212
	<i>[Subtotale]</i>	(54.902.285)		374.036.777	
Risultato operativo		107.544.933		(241.527.295)	
Proventi da partecipazioni	6	3.566.532.771	3.556.152.376	3.032.755.082	3.032.046.630
Proventi finanziari da contratti derivati	7	1.626.147.028	436.713.046	2.682.999.217	1.639.718.234
Altri proventi finanziari	8	319.791.543	215.238.109	409.494.784	157.113.888
Oneri finanziari da contratti derivati	7	1.580.719.721	1.033.303.779	2.901.726.027	835.546.371
Altri oneri finanziari	8	767.625.196	84.563.946	872.053.419	71.712.486
	<i>[Subtotale]</i>	3.164.126.425		2.351.469.637	
Risultato prima delle imposte		3.271.671.358		2.109.942.342	
Imposte	9	(184.490.162)		(160.045.845)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		3.456.161.520		2.269.988.187	

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro	Note	2018	2017
Utile dell'esercizio		3.456.161.520	2.269.988.187
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		(6.800.397)	(9.862.121)
Variazione di fair value dei costi di hedging		17.324.068	48.053.432
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi		10.523.671	38.191.311
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi (al netto delle imposte)			
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese		11.342.491	-
Rimisurazione delle passività per piani a benefici ai dipendenti		72.245	(5.419.377)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto non riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi		11.414.736	(5.419.377)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	22	21.938.407	32.771.934
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NELL'ESERCIZIO		3.478.099.927	2.302.760.121





Stato patrimoniale

Euro	Note	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
ATTIVITÀ		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	10	9.482.612		10.130.911	
Attività immateriali	11	46.939.952		31.499.091	
Attività per imposte anticipate	12	287.982.943		298.564.422	
Partecipazioni	13	45.714.720.133		42.811.272.440	
Derivati	14	793.268.184	306.396.047	1.455.620.268	911.987.785
Altre attività finanziarie non correnti	15	135.969.073	125.000.000	16.520.527	
Altre attività non correnti	16	133.926.173	124.949.541	147.703.070	138.750.969
	[Totale]	47.122.289.070		44.771.310.729	
Attività correnti					
Crediti commerciali	17	190.738.941	189.168.814	236.901.820	228.047.369
Crediti per imposte sul reddito	18	165.402.633	29.133	265.116.255	
Derivati	14	91.538.429	13.908.972	111.187.134	98.089.135
Altre attività finanziarie correnti	19	1.859.556.945	536.107.527	4.350.254.731	2.185.263.224
Altre attività correnti	20	268.390.867	74.420.100	451.717.926	435.163.901
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	2.006.698.099		2.489.231.277	
	[Totale]	4.582.325.914		7.904.409.143	
TOTALE ATTIVITÀ		51.704.614.984		52.675.719.872	

Euro		Note			
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 31.12.2018		al 31.12.2017	
		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>	
Patrimonio netto					
Capitale sociale		10.166.679.946		10.166.679.946	
Altre riserve		11.464.338.885		11.442.355.799	
Utili/(Perdite) accumulati		4.279.339.236		4.424.283.417	
Utile dell'esercizio ⁽¹⁾		2.032.826.328		1.202.486.793	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	22	27.943.184.395		27.235.805.955	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	23	13.397.135.493	4.140.976.595	10.780.028.411	1.200.000.000
Benefici ai dipendenti	24	231.247.089		273.380.648	
Fondi rischi e oneri	25	45.167.912		43.060.382	
Passività per imposte differite	12	132.741.154		168.341.991	
Derivati	14	1.395.260.905	19.846.698	2.270.128.975	28.238.268
Altre passività non correnti	26	11.554.982	9.303.012	11.486.594	9.283.268
	<i>[Subtotale]</i>	15.213.107.535		13.546.427.001	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	23	5.000.917.516	4.715.485.231	5.397.181.835	4.896.380.309
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	23	805.454.249		3.653.698.811	
Debiti commerciali	27	82.378.904	43.230.644	136.749.208	73.724.909
Derivati	14	354.554.531	53.004.689	175.573.958	13.057.571
Altre passività finanziarie correnti	28	275.922.893	31.397.597	465.099.793	28.593.746
Altre passività correnti	30	2.029.094.961	317.248.312	2.065.183.311	428.216.349
	<i>[Subtotale]</i>	8.548.323.054		11.893.486.916	
TOTALE PASSIVITÀ		23.761.430.589		25.439.913.917	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		51.704.614.984		52.675.719.872	

(1) Per l'esercizio 2018, l'utile dell'esercizio pari 3.456 milioni di euro (2.270 milioni di euro nel 2017) è esposto al netto dell'acconto sul dividendo pari a 1.423 milioni di euro (1.068 milioni di euro nel 2017).





Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Capitale sociale e riserve (nota 22)

Euro	Capitale sociale	Riserva da sovr. azioni	Riserva legale	Riserve <i>ex lege</i> n. 292/1993	Altre riserve diverse
Al 31 dicembre 2016	10.166.679.946	7.496.016.063	2.033.335.988	2.215.444.500	68.244.757
Applicazione nuovi principi contabili	-	-	-	-	-
Al 1° gennaio 2017 restated	10.166.679.946	7.496.016.063	2.033.335.988	2.215.444.500	68.244.757
Altri movimenti	-	-	-	-	703
Riparto utile 2016:					
- distribuzione dividendi	-	-	-	-	-
- riserva legale	-	-	-	-	-
- utili portati a nuovo	-	-	-	-	-
Aumento di capitale	-	-	-	-	-
Acconto dividendo 2017 ⁽¹⁾	-	-	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio:					
- utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2017 restated	10.166.679.946	7.496.016.063	2.033.335.988	2.215.444.500	68.245.460
Applicazione nuovi principi contabili	-	-	-	-	-
Al 1° gennaio 2018 restated	10.166.679.946	7.496.016.063	2.033.335.988	2.215.444.500	68.245.460
Altri movimenti	-	-	-	-	-
Riparto utile 2017:					
- distribuzione dividendi	-	-	-	-	-
- riserva legale	-	-	-	-	-
- utili portati a nuovo	-	-	-	-	-
Aumento di capitale	-	-	-	-	-
Acconto dividendo 2018 ⁽²⁾	-	-	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio:					
- utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	44.679
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2018	10.166.679.946	7.496.016.063	2.033.335.988	2.215.444.500	68.290.139

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'8 novembre 2017 e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2018.

(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019.

Riserva da rimisurazione della passività/ (attività) netta per piani a benefici ai dipendenti	Riserve da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge	Riserve da valutazione di strumenti finanziari costi di hedging	Riserva da valutazione di attività finanziarie FVOCI	Utili/(Perdite) accumulati	Utile dell'esercizio	Totale patrimonio netto
(27.203.744)	(376.254.402)	-	-	4.534.347.074	804.937.538	26.915.547.720
-	117.706.432	(117.706.432)	-	-	-	-
(27.203.744)	(258.547.970)	(117.706.432)	-	4.534.347.074	804.937.538	26.915.547.720
-	-	-	-	-	-	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)	(9.862.121)	48.053.432	-	-	-	32.771.934
-	-	-	-	-	2.269.988.187	2.269.988.187
(32.623.121)	(268.410.091)	(69.653.000)	-	4.424.283.417	1.202.486.793	27.235.805.955
-	-	-	11.342.491	(5.429.221)	-	5.913.270
(32.623.121)	(268.410.091)	(69.653.000)	11.342.491	4.418.854.196	1.202.486.793	27.241.719.225
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	(142.333.519)	(1.199.668.234)	(1.342.001.753)
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	2.818.559	(2.818.559)	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	(1.423.335.192)	(1.423.335.192)
72.245	(6.800.397)	17.324.068	-	-	-	10.640.595
-	-	-	-	-	3.456.161.520	3.456.161.520
(32.550.876)	(275.210.488)	(52.328.932)	11.342.491	4.279.339.236	2.032.826.328	27.943.184.395





Rendiconto finanziario

Euro	Note	2018		2017	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Risultato prima delle imposte		3.271.671.358		2.109.942.342	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e impairment	5.d	(330.561.950)		15.386.821	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta		39.628.904		(231.638.389)	
Accantonamenti ai fondi		30.514.837		37.912.889	
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	6	(3.566.532.771)	(3.556.152.376)	(3.032.755.082)	(3.032.046.630)
(Proventi)/Oneri finanziari netti		355.948.018	466.123.883	905.461.585	(889.403.744)
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		-		-	
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		(199.331.604)		(195.689.834)	
Incremento/(Decremento) fondi		(70.540.865)		(74.765.165)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	17	46.077.886	38.878.555	18.144.344	19.768.270
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		1.329.718.118	984.924.384	886.354.164	(1.526.661.213)
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	27	(54.370.304)	(30.494.265)	(13.164.033)	5.636.596
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		802.804.925	422.320.744	1.134.440.570	325.498.532
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(1.381.667.689)	(212.858.041)	(1.823.403.773)	(716.621.016)
Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese	6	3.510.078.770	3.499.698.376	2.976.903.441	2.976.194.989
Imposte pagate (consolidato fiscale)		(533.543.154)		(443.549.585)	
Cash flow da attività operativa (a)		3.449.226.083		2.465.270.129	
Investimenti in attività materiali e immateriali	10-11	(32.089.910)		(29.716.867)	(29.716.867)
Investimenti in partecipazioni	13	(2.555.503.401)	(2.544.488.283)	(17.898.158)	(17.898.158)
Cessioni di partecipazioni	13	-		-	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)		(2.587.593.311)		(47.615.025)	
Finanziamenti a lungo termine assunti nel periodo	23	3.500.000.000	2.940.976.595	989.235.387	
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	23	(4.426.410.410)		(992.598.185)	
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a lungo		2.735.706.549	2.815.976.594	(2.854.462.654)	(26.612.508)
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a breve		(743.785.882)	1.516.803.548	1.721.306.401	1.511.596.115
Dividendi pagati	22	(2.409.676.207)		(1.829.783.012)	
Aumento di capitale e riserve	22	-		-	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		(1.344.165.950)		(2.966.302.063)	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		(482.533.178)		(548.646.959)	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	21	2.489.231.277		3.037.878.236	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	21	2.006.698.099		2.489.231.277	

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 Funzioni di Holding, connesse al coordinamento dei processi di governance a livello di Gruppo:
 - Amministrazione, Finanza e Controllo;
 - Risorse Umane e Organizzazione;
 - Comunicazione;
 - Legale e Affari Societari;
 - Innovability;
 - Audit.

In data 1° gennaio 2018 le Linee di Business Globali e le Funzioni Globali di Servizio (di seguito "Strutture Globali"), ossia Infrastrutture e Reti Globale, Generazione Termoelettrica Globale e Acquisti Globale, precedentemente allocate in Enel SpA, sono state oggetto di conferimento a favore delle società italiane interamente controllate Enel Global Infrastructure & Networks Srl, Enel Global Thermal Generation Srl ed Enel Italia Srl.

Il riassetto societario delle Strutture Globali ha permesso 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 assume sempre più il ruolo di holding industriale di partecipazioni, concentrando la sua attività:

- sulla direzione e coordinamento delle società del Gruppo;
- sull'indirizzo strategico delle attività, remunerate esclusivamente tramite i dividendi percepiti dalle società controllate;
- sui servizi istituzionali forniti dalle Funzioni di Staff di Holding a beneficio delle società controllate (remunerati attraverso il contratto di "institutional services").

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 2018, 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 21 marzo 2019 hanno autorizzato la pubblicazione del presente Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2018.

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 2018 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dello Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi 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 "Principi 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

Principi contabili e criteri di valutazione

I principi 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 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 pre-

supposti 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 le valutazioni 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

Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel Bilancio consolidato.

L'adozione dal 1° gennaio 2018 dell'IFRS 9 ha comportato, al netto del relativo effetto fiscale, un decremento non significativo del patrimonio netto, riferibile principalmente all'adozione dell'expected credit loss model.

Per quanto riguarda l'applicazione dell'IFRS 15, non sono state rilevate fattispecie significative interessate dalle nuove disposizioni.

Relativamente ai principi contabili la cui data di efficacia è successiva al 31 dicembre 2018, nel corso del 2018 è stata completata l'analisi dei contratti di leasing della società alla luce delle nuove regole di contabilizzazione previste dall'"IFRS 16 - Leasing".

Sulla base delle analisi effettuate non si rilevano impatti significativi derivanti dall'applicazione del nuovo principio.





Informazioni sul Conto economico

Ricavi

4.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - **Euro 38 milioni**

I "Ricavi delle prestazioni" sono composti come di seguito riportato.

Millioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Ricavi delle vendite e delle prestazioni			
Società del Gruppo	38	118	(80)
Terzi	-	2	(2)
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	38	120	(82)

I "Ricavi delle vendite e delle prestazioni", pari a 38 milioni di euro, si riferiscono a prestazioni rese alle società controllate nell'ambito della funzione di indirizzo e coordinamento svolta dalla Società e al riaddebito di oneri di diversa natura sostenuti e di competenza delle controllate stesse.

Il decremento complessivo, pari a 82 milioni di euro, rispetto all'esercizio precedente, è riconducibile essenzialmente alla riduzione dei ricavi derivanti dalla prestazione di servizi tecnici e manageriali a seguito del riassetto organizzativo e societario, avvenuto all'inizio del 2018, delle Strutture Globali nell'ambito del quale le Linee di Business Globali, precedentemente incluse nella SpA, sono state oggetto di

conferimento alle società interamente controllate Enel Global Infrastructure & Networks Srl, Enel Global Thermal Generation Srl ed Enel Italia Srl, nonché ai conguagli negativi riferiti all'esercizio 2017.

I "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" possono essere suddivisi per area geografica come di seguito:

- 34 milioni di euro in Italia (75 milioni di euro nel 2017);
- (4) milioni di euro in Europa - Paesi UE (25 milioni di euro nel 2017);
- 3 milioni di euro in Europa - Paesi extra UE (7 milioni di euro nel 2017);
- 5 milioni di euro in Altri Paesi (13 milioni di euro nel 2017).

4.b Altri ricavi e proventi - **Euro 15 milioni**

Gli "Altri ricavi e proventi", pari a 15 milioni di euro nel 2018, si riferiscono essenzialmente, sia nell'esercizio corrente sia

in quello a raffronto, al personale in distacco e risultano in aumento di 2 milioni di euro (13 milioni di euro nel 2017).

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 127 milioni

I costi per prestazioni di servizi e godimento beni di terzi sono ripartiti come di seguito dettagliato.

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Costi per servizi	116	149	(33)
Costi per godimento beni di terzi	11	16	(5)
Totale servizi e godimento beni di terzi	127	165	(38)

I "Costi per servizi", pari complessivamente a 116 milioni di euro, si riferiscono a servizi resi da terzi per 53 milioni di euro (79 milioni di euro nel 2017) e da società del Gruppo per 63 milioni di euro (70 milioni di euro nel 2017). In particolare, il decremento dei costi per servizi resi da società terze, pari a 26 milioni di euro, è da ricondursi principalmente ai minori costi sostenuti per consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale, e alle minori spese per pubblicità, servizi promozionali, propaganda e stampa, in parte compensati dall'incremento dei costi per servizi diversi.

I costi per servizi resi da società del Gruppo registrano un decremento di 7 milioni di euro, da ricondursi alla diminuzione dei costi per i servizi alla persona e dei costi per servizi diversi, in parte compensati con l'aumento dei costi per i servizi di assistenza informatica.

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 5 milioni di euro rispetto all'esercizio a raffronto.

5.c Costo del personale - Euro 109 milioni

I costi sostenuti per il personale risultano composti come di seguito riportato.

Milioni di euro

	Note	2018	2017	2018-2017
Salari e stipendi		68	108	(40)
Oneri sociali		22	34	(12)
Benefici successivi al rapporto di lavoro	24	6	9	(3)
Altri benefici a lungo termine	24	5	20	(15)
Altri costi e altri piani di incentivazione	25	8	3	5
Totale costo del personale		109	174	(65)

Il "Costo del personale", pari a 109 milioni di euro, presenta un decremento di 65 milioni di euro rispetto all'esercizio 2017. Tale diminuzione è riferibile principalmente alla variazione negativa della consistenza media dei dipendenti (399 risorse medie in meno rispetto all'esercizio precedente), in

parte derivante dai conferimenti commentati in precedenza, con conseguente riduzione della voce "Salari e stipendi" e dei relativi oneri sociali, per un totale complessivo di 52 milioni di euro, e dei costi per benefici a lungo termine per 15 milioni di euro.





Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2018.

N.

	Consistenza media			Consistenza puntuale
	2018	2017	2018-2017	al 31.12.2018
Manager	148	239	(91)	144
Middle manager	354	565	(211)	369
White collar	270	367	(97)	254
Totale	772	1.171	(399)	767

5.d Ammortamenti e impairment - Euro (331) milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Ammortamenti delle attività materiali	4	4	-
Ammortamenti delle attività immateriali	13	11	2
Impairment	55	-	55
Ripristini di valore	(403)	-	(403)
Totale ammortamenti e impairment	(331)	15	(346)

La voce "Ammortamenti e impairment" evidenzia proventi netti per 331 milioni di euro (15 milioni di euro nel 2017) e registra un decremento di 346 milioni di euro rispetto all'esercizio a raffronto.

Gli ammortamenti delle attività materiali e immateriali (17 milioni di euro), riferiti alle attività materiali per 4 milioni di euro e alle attività immateriali per 13 milioni di euro, presentano un aumento complessivo di 2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da riferirsi sostanzialmente alla maggiore consistenza media dei diritti di brevetto industriale e delle opere dell'ingegno a seguito degli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio.

Nel 2018 la voce "Impairment" risulta pari a 55 milioni di euro ed è riferita alle rettifiche di valore delle partecipazioni detenute in Enel Russia PSJC (40 milioni di euro) ed Enel Investment Holding BV (15 milioni di euro).

La voce "Ripristini di valore", pari a 403 milioni di euro, accoglie esclusivamente l'adeguamento positivo del valore della partecipazione in Enel Produzione SpA, conseguente alla rideterminazione del valore della partecipazione in Slovenské elektrárne.

Per i dettagli sui criteri adottati per la determinazione di tale perdita di valore si rinvia alla successiva nota 13.

5.e Altri costi operativi - Euro 39 milioni

Gli "Altri costi operativi", complessivamente pari a 39 milioni di euro, rilevano rispetto all'esercizio precedente un incremento di 19 milioni di euro, da ricondurre essenzialmente all'accantonamento per rischi e oneri per 15 milioni di euro.

Il **risultato operativo**, positivo per 108 milioni di euro, presenta rispetto all'esercizio precedente, un miglioramento di

350 milioni di euro, da ricondurre essenzialmente all'effetto congiunto della rilevazione nell'esercizio 2018 del ripristino del valore della partecipazione in Enel Produzione SpA (403 milioni di euro), parzialmente compensato dall'adeguamento di valore delle partecipazioni detenute nelle società Enel Russia PJSC (40 milioni di euro) ed Enel Investment Holding BV (15 milioni di euro).

6. Proventi da partecipazioni - Euro 3.567 milioni

I "Proventi da partecipazioni," pari a 3.567 milioni di euro nel 2018, si riferiscono ai dividendi e agli acconti sui dividendi deliberati dalle società controllate e collegate per 3.557 mi-

lioni di euro e da altre partecipate per 10 milioni di euro, e rispetto all'esercizio precedente presentano un incremento di 534 milioni di euro.

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Dividendi da imprese controllate e collegate	3.556	3.032	524
Enel Produzione SpA	229	-	229
e-distribuzione SpA	949	1.448	(499)
Enel.Factor SpA	2	3	(1)
Enel Italia Srl	16	23	(7)
Enel Energia SpA	792	679	113
Servizio Elettrico Nazionale SpA	100	80	20
Enel Green Power SpA	557	50	507
Enel Iberia Srl	486	677	(191)
Enel Sole Srl	-	15	(15)
Enel Américas SA	162	25	137
Enel Chile SA	157	31	126
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	2	-	2
Enel Investment Holding BV	66	-	66
RusEnergoSbyt LLC	37	-	37
CESI SpA	1	1	-
Dividendi da altre imprese	11	1	10
Emittenti Titoli SpA	10	-	10
Empresa Propietaria de la Red SA	1	1	-
Totale proventi da partecipazioni	3.567	3.033	534





7. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - Euro 45 milioni

Il dettaglio è di seguito specificato.

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Proventi finanziari da derivati:			
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:	1.420	2.533	(1.113)
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	1.420	2.533	(1.113)
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:	206	150	56
- proventi da derivati di fair value hedge	18	32	(14)
- proventi da derivati di cash flow hedge	166	108	58
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	22	10	12
Totale proventi finanziari da derivati	1.626	2.683	(1.057)
Oneri finanziari da derivati:			
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:	1.414	2.523	(1.109)
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	1.414	2.523	(1.109)
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:	167	379	(212)
- oneri da derivati di fair value hedge	18	30	(12)
- oneri da derivati di cash flow hedge	121	341	(220)
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	28	8	20
Totale oneri finanziari da derivati	1.581	2.902	(1.321)
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI DA CONTRATTI DERIVATI	45	(219)	264

I proventi finanziari netti da contratti derivati ammontano a 45 milioni di euro (oneri finanziari netti per 219 milioni di euro nel 2017) e riflettono essenzialmente i proventi finanziari netti da strumenti derivati posti in essere nell'interesse di Enel SpA.

La variazione, rispetto a quanto rilevato nel precedente esercizio, è positiva per 264 milioni di euro ed è determinata essenzialmente dal decremento degli oneri finanziari

netti su derivati di cash flow hedge (220 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 ed hedge accounting".

8. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - *Euro (448) milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato.

Millioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Altri proventi finanziari			
Interessi attivi			
Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine	3	2	1
Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine	16	30	(14)
Totale	19	32	(13)
Differenze positive di cambio	28	238	(210)
Proventi FVH - adeguamento posta coperta	4	13	(9)
Altro	269	127	142
Totale altri proventi finanziari	320	410	(90)
Altri oneri finanziari			
Interessi passivi			
Interessi passivi su finanziamenti bancari	32	55	(23)
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	549	735	(186)
Interessi passivi su altri finanziamenti	85	70	15
Totale	666	860	(194)
Differenze negative di cambio	65	5	60
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	3	4	(1)
Altro	34	3	31
Totale altri oneri finanziari	768	872	(104)
TOTALE ALTRI PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	(448)	(462)	14

Gli altri oneri finanziari netti, pari a 448 milioni di euro, riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario pari a 666 milioni di euro, in parte compensati dagli interessi attivi e dalle commissioni sul conto corrente intersocietario per 202 milioni di euro e dagli interessi attivi relativi al rimborso per le imposte sui redditi (IRPEG e ILOR) per le annualità 1996 e 1997 per 54 milioni di euro (per il commento si rimanda a quanto descritto nella successiva nota 9).

La riduzione degli altri oneri finanziari netti, complessivamente pari a 14 milioni di euro, rispetto al 2017, è stato determinato principalmente dal decremento degli interessi passivi su prestiti obbligazionari pari a 186 milioni di euro; tali effetti sono in parte compensati dalle minori differenze positive di cambio, pari a 210 milioni di euro, su finanziamenti in valuta coperti, che hanno risentito dell'andamento delle quotazioni dell'euro sia sul dollaro sia sulla sterlina.

9. Imposte - *Euro (184) milioni*

Millioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Imposte correnti	(189)	(162)	(27)
Imposte anticipate	4	4	-
Imposte differite	1	(2)	3
Totale imposte	(184)	(160)	(24)





Le imposte sul reddito dell'esercizio 2018 risultano complessivamente positive per 184 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 160 milioni di euro), la variazione positiva di 24 milioni di euro è

dovuta essenzialmente al rimborso delle imposte sui redditi (IRPEG e ILOR) per le annualità 1996 e 1997, a seguito di due sentenze favorevoli della Corte di Cassazione, per un importo di 90 milioni di euro, parzialmente compensato dalle minori imposte positive sul reddito corrente (pari a 65 milioni di euro).

Nella tabella che segue viene rappresentata la riconciliazione dell'aliquota fiscale teorica con quella effettiva.

Milioni di euro

	2018	Incidenza %	2017	Incidenza %
Risultato <i>ante</i> imposte	3.272		2.110	
Imposte teoriche IRES	785	24,0%	506	24,0%
Minori imposte:				
- dividendi da partecipazione incassati	(799)	-24,4%	(678)	-32,1%
- dividendi da partecipazione non incassati	(14)	-0,4%	(13)	-0,6%
- utilizzo fondi	(14)	-0,4%	(16)	-0,8%
- svalutazione anni precedenti	(97)	-3,0%	-	
- altre	(2)	-0,1%	-	
Maggiori imposte:				
- svalutazioni/(rivalutazioni) dell'esercizio	13	0,4%	-	
- accantonamento ai fondi	13	0,4%	12	0,6%
- sopravvenienze passive	7	0,2%	2	0,1%
- altre	9	0,3%	23	1,1%
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	(99)	-3,0%	(164)	-7,8%
IRAP	-		-	
Differenza su stime imposte anni precedenti	(111)	-3,8%	-	
Ritenute definitive su dividendi da partecipazioni estere	21	0,7%	2	0,1%
Totale fiscalità differita	5	0,1%	2	0,1%
- di cui effetto variazione aliquota	-		-	
- di cui movimenti dell'anno	5		4	
- di cui differenza stime anni precedenti	-		(2)	
TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO	(184)	-5,6%	(160)	-7,6%

Informazioni sullo Stato patrimoniale

Attivo

10. Immobili, impianti e macchinari - Euro 9 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2017 e 2018 sono di seguito rappresentati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su immobili di terzi	Immob. in corso e acconti	Totale
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
Investimenti	-	-	-	-	2	-	1	3
Ammortamenti	-	-	-	-	(1)	(3)	-	(4)
Totale variazioni	-	-	-	-	1	(3)	1	(1)
Costo storico	1	3	3	5	26	41	1	80
Fondo ammortamento	-	(2)	(3)	(5)	(21)	(40)	-	(71)
Consistenza al 31.12.2018	1	1	-	-	5	1	1	9

Gli "Immobili, impianti e macchinari" risultano complessivamente pari a 9 milioni di euro ed evidenziano, rispetto all'esercizio precedente, un decremento di 1 milione di euro da riferirsi al saldo netto negativo tra gli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio 2018 (3 milioni di euro) e

gli ammortamenti rilevati nel medesimo periodo (4 milioni di euro). Gli investimenti relativi ad "Altri beni" si riferiscono a sistemi hardware, mentre gli investimenti relativi a "Immobilitazioni in corso e acconti" si riferiscono a lavori di ingegneria su immobili di aree a uso ufficio.



11. Attività immateriali - Euro 47 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 31.12.2016	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
Investimenti	14	17	31
Movimentazioni	(2)	-	(2)
Passaggi in esercizio	-	-	-
Ammortamenti	(13)	-	(13)
Totale variazioni	(1)	17	16
Consistenza al 31.12.2018	30	17	47

I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno", pari a 30 milioni di euro al 31 dicembre 2018, 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, presenta un decremento di 1 milione di euro, dovuto al saldo negativo degli investimenti effettuati nel corso del 2018 (14 milioni di euro), degli ammortamenti rilevati nello stesso periodo (13 milioni di euro) e del conferimento delle attività immateriali nelle società Enel Global Infrastructure & Networks Srl, Enel Global Thermal Generation Srl ed Enel Italia Srl per un totale

complessivo di 2 milioni di euro.

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 Linee di Business Globali e delle Funzioni Amministrazione, Finanza e Controllo e Acquisti Globale, nonché ad altri progetti connessi all'evolutiva software di sistemi già in essere. Le "Altre attività immateriali in corso" al 31 dicembre 2018 sono pari a 17 milioni di euro presentando un incremento dello stesso importo dovuto agli investimenti effettuati nel corso del periodo.

12. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 288 milioni ed euro 133 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 31.12.2017	Increment./Decrement. con imputazione a Conto economico	Increment./Decrement. con imputazione a patrimonio netto	Altri movimenti	al 31.12.2018
Totale					Totale
Attività per imposte anticipate					
Natura delle differenze temporanee:					
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore	5	1	-	-	6
- strumenti finanziari derivati	230	-	-	-	230
- costi aumento capitale	2	-	(2)	-	-
- altre partite	62	(5)	2	(7)	52
Totale attività per imposte anticipate	299	(4)	-	(7)	288
Passività per imposte differite					
Natura delle differenze temporanee:					
- valutazione strumenti finanziari	163	-	(36)	-	127
- altre partite	5	1	-	-	6
Totale passività per imposte differite	168	1	(36)	-	133
Attività per imposte anticipate su IRES risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	162				155
Passività per imposte differite su IRAP risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	(31)				-

Le "Attività per imposte anticipate" ammontano a 288 milioni di euro (299 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e presentano un decremento di 11 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da riferirsi principalmente alla rilevazione della fiscalità anticipata sulla movimentazione dei fondi per rischi e oneri e al trasferimento della fiscalità anticipata alle società oggetto dei conferimenti delle Strutture Globali commentati in precedenza.

Le "Passività per imposte differite" sono pari a 133 milioni

di euro (168 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e registrano un decremento di 35 milioni di euro, dovuto essenzialmente al rilascio della fiscalità differita relativa all'IRAP sulla valutazione al fair value degli strumenti finanziari di cash flow hedge (30 milioni di euro), in quanto, per i prossimi esercizi, non si prevede di realizzare redditi imponibili IRAP tali da riassorbire le differenze temporanee deducibili.

Il valore delle imposte anticipate e differite è stato determinato applicando l'aliquota IRES del 24%.

13. Partecipazioni - Euro 45.715 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 possesto %	Apporti in conto capitale e a copertura perdite	Acquisizioni/ (Cessioni)/ (Liquidazioni)/ (Rimborsi)	Costituzioni/ Conferimenti (+/-)/ Scissioni (+/-)
al 31.12.2017								
A) Imprese controllate								
Enel Produzione SpA	4.895	(986)	4	3.913	100,0	-	-	-
e-distribuzione SpA	4.054	-	2	4.056	100,0	2.275	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	110	-	-	110	100,0	-	-	-
Enel Global Trading SpA	1.401	(208)	1	1.194	100,0	-	-	-
Enel Green Power SpA	6.538	-	2	6.540	100,0	-	-	(71)
Enel X Srl	5	-	-	5	100,0	518	-	-
Enel Investment Holding BV	8.498	(4.473)	-	4.025	100,0	-	(4.001)	-
Enelpower SpA	189	(159)	-	30	100,0	-	-	-
Enel Global Thermal Generation Srl	1	-	-	1	100,0	-	-	10
Enel Energia SpA	1.321	(8)	-	1.313	100,0	-	-	-
Enel Iberia Srl	13.713	-	-	13.713	100,0	-	-	-
Enel.Factor SpA	18	-	-	18	100,0	-	-	-
Enel Italia Srl	525	(41)	3	487	100,0	-	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	70	(54)	-	16	100,0	-	-	-
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	12	-	-	12	100,0	-	-	10
Enel Finance International NV	2.397	-	-	2.397	100,0	-	-	(1.798)
Enel Holding Finance Srl	-	-	-	-	-	-	-	1.798
Tynemouth Energy Storage Limited	5	-	-	5	-	-	-	(5)
Enel Américas SA	2.822	-	-	2.822	51,8	-	-	-
Enel Chile SA	1.760	-	-	1.760	60,6	-	-	-
Enel Holding Chile Srl	-	-	-	-	-	-	-	71
E-Distribuție Banat SA	-	-	-	-	-	-	421	-
E-Distribuție Dobrogea SA	-	-	-	-	-	-	261	-
E-Distribuție Muntenia SA	-	-	-	-	-	-	952	-
Enel Energie Muntenia SA	-	-	-	-	-	-	330	-
Enel Energie SA	-	-	-	-	-	-	208	-
Enel Romania SA	-	-	-	-	-	-	15	-
Enel Russia PJSC	-	-	-	-	-	-	442	-
Enel Insurance NV	-	-	-	-	-	-	252	-
Vektör Enerji Üretim AŞ	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale controllate	48.334	(5.929)	12	42.417		2.793	(1.120)	15
B) Imprese a controllo congiunto								
OpEn Fiber SpA	365	-	-	365	50,0	125	-	-
RusEnergosbyt LLC	-	-	-	-	-	-	41	-
Totale controllo congiunto	365	-	-	365		125	41	-
C) Imprese collegate								
CESI SpA	23	-	-	23	42,7	-	-	-
Totale collegate	23	-	-	23		-	-	-
D) Altre imprese								
Empresa Propietaria de la Red SA	5	-	-	5	11,1	-	-	-
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	11,1	-	-	-
Compañía de Transmisión del Mercosur Ltda	-	-	-	-	-	-	-	-
Elcogas SA	5	(5)	-	-	4,3	-	-	-
Emittenti Titoli SpA in liquidazione	1	-	-	1	10,0	-	(1)	-
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1,0	-	-	-
Totale altre imprese	11	(5)	-	6		-	(1)	-
TOTALE PARTECIPAZIONI	48.733	(5.934)	12	42.811		2.918	(1.080)	15

Rettifiche di valore	Fusioni (+/-)	Saldo movimenti	Costo originario	(Svalutazioni)/ Rivalutazioni	Altre variazioni - IFRIC 11 e IFRS 2	Valore a bilancio	Quota di possesso %
Movimenti del 2018			al 31.12.2018				
403	-	403	4.895	(583)	4	4.316	100,0
-	-	2.275	6.329	-	2	6.331	100,0
-	-	-	110	-	-	110	100,0
-	-	-	1.401	(208)	1	1.194	100,0
-	-	(71)	6.467	-	2	6.469	100,0
-	-	518	523	-	-	523	100,0
(15)	-	(4.016)	4.497	(4.488)	-	9	100,0
-	-	-	189	(159)	-	30	100,0
-	-	10	11	-	-	11	100,0
-	-	-	1.321	(8)	-	1.313	100,0
-	-	-	13.713	-	-	13.713	100,0
-	(18)	(18)	-	-	-	-	-
-	18	18	543	(41)	3	505	100,0
-	-	-	70	(54)	-	16	100,0
-	-	10	22	-	-	22	100,0
-	-	(1.798)	599	-	-	599	25,0
-	-	1.798	1.798	-	-	1.798	100,0
-	-	(5)	-	-	-	-	-
-	-	-	2.822	-	-	2.822	51,8
-	762	762	2.522	-	-	2.522	61,9
-	(71)	-	-	-	-	-	-
-	-	421	421	-	-	421	51,0
-	-	261	261	-	-	261	51,0
-	-	952	952	-	-	952	78,0
-	-	330	330	-	-	330	78,0
-	-	208	208	-	-	208	51,0
-	-	15	15	-	-	15	100,0
(40)	-	402	442	(40)	-	402	56,4
-	-	252	252	-	-	252	100,0
-	-	-	-	-	-	-	100,0
-	-	-	-	-	-	-	-
348	691	2.727	50.713	(5.581)	12	45.144	
-	-	125	490	-	-	490	50,0
-	-	41	41	-	-	41	49,5
-	-	166	531	-	-	531	
-	-	-	23	-	-	23	42,7
-	-	-	23	-	-	23	
12	-	12	5	12	-	17	11,1
-	-	-	-	-	-	-	11,1
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	5	(5)	-	-	4,3
-	-	(1)	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	1,0
12	-	11	10	7	-	17	
360	691	2.904	51.277	(5.574)	12	45.715	





Si riporta di seguito la movimentazione delle partecipazioni intervenuta nel corso dell'esercizio 2018.

Milioni di euro

Incrementi	
Conferimento in Enel Global Infrastructure & Networks Srl del ramo d'azienda "Infrastrutture e Reti Globale"	10
Conferimento in Enel Global Thermal Generation Srl del ramo d'azienda "Generazione Termoelettrica Globale"	10
Ripatrimonializzazione di e- distribuzione SpA	2.275
Ripatrimonializzazione di Enel X Srl	518
Fusione per incorporazione di Enel.Factor Srl in Enel Italia Srl	18
Costituzione della società Enel Holding Finance Srl mediante conferimento del 75% della partecipazione in Enel Finance International NV	1.798
Apporto in conto capitale a favore di OpEn Fiber SpA	125
Acquisizione da Enel Investment Holding BV di Enel Russia PSJC	442
Acquisizione da Enel Investment Holding BV di E-Distributie Banat SA	421
Acquisizione da Enel Investment Holding BV di E-Distributie Muntenia SA	952
Acquisizione da Enel Investment Holding BV di E-Distributie Dobrogea SA	261
Acquisizione da Enel Investment Holding BV di Enel Energie SA	208
Acquisizione da Enel Investment Holding BV di Enel Energie Muntenia SA	330
Acquisizione da Enel Investment Holding BV di Enel Romania SA	15
Acquisizione da Enel Investment Holding BV di RusEnergoSbyt LLC	41
Acquisizione da Enel Investment Holding BV di Enel Insurance NV	252
Incremento del valore della partecipazione in Enel Chile SA per effetto della fusione per incorporazione di Enel Holding Chile Srl e Hydromac Energy Srl (detentrica della partecipazione) in Enel SpA	762
Rivalutazione del valore della partecipazione detenuta in Empresa Proprietaria de la Red SA	12
Ripristino del valore della partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA	403
Totale incrementi	8.853
Decrementi	
Conferimento della società Tynemouth Energy Storage Limited	(5)
Scissione parziale di Enel Green Power SpA in favore di Enel Holding Chile Srl	(71)
Liquidazione Emittenti Titoli SpA in liquidazione	(1)
Fusione per incorporazione di Enel.Factor Srl in Enel Italia Srl	(18)
Costituzione della società Enel Holding Finance Srl mediante conferimento del 75% della partecipazione in Enel Finance International NV	(1.798)
Riduzione del valore della partecipazione di Enel Investment Holding BV	(4.001)
Svalutazione della partecipazione in Enel Investment Holding BV	(15)
Svalutazione della partecipazione in Enel Russia PJSC	(40)
Totale decrementi	(5.949)
SALDO MOVIMENTI	2.904

Nel corso dell'esercizio 2018 il valore delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e in altre imprese ha registrato un incremento di 2.904 milioni di euro a seguito:

→ dell'aumento, in data 1° gennaio 2018, del capitale sociale della controllata Enel Global Infrastructure & Networks Srl (già Enel M@p Srl), per un importo di 10 milioni di euro, mediante conferimento del ramo d'azienda

- denominato “Infrastrutture e Reti Globale”;
- dell’aumento, in data 1° gennaio 2018, del capitale sociale della controllata Enel Global Thermal Generation Srl, per un importo di 10 milioni di euro, mediante conferimento del ramo d’azienda denominato “Generazione Termoelettrica Globale”;
 - del conferimento alla controllata Enel Global Thermal Generation Srl dell’intera partecipazione in Tynemouth Energy Storage Limited per 5 milioni di euro nell’ambito del descritto conferimento di ramo d’azienda;
 - della ripatrimonializzazione, in data 8 marzo 2018, 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;
 - della ripatrimonializzazione, in data 30 marzo 2018, della controllata Enel X Srl mediante rinuncia a parte del credito finanziario vantato nei confronti della stessa sul conto corrente intersocietario per un importo pari a 78 milioni di euro;
 - della ripatrimonializzazione, in data 20 giugno 2018, della controllata Enel X Srl mediante un versamento in conto capitale di un importo pari a 290 milioni di euro, destinato da quest’ultima a un’apposita riserva disponibile di patrimonio netto;
 - della ripatrimonializzazione, in data 18 luglio 2018, della controllata Enel X Srl mediante un versamento in conto capitale per un importo pari a 150 milioni di euro, finalizzato all’integrazione del patrimonio netto di Enel X International Srl;
 - della costituzione, in data 9 luglio 2018, della società Enel Holding Finance Srl, tramite il conferimento di circa il 75% della partecipazione nella finanziaria olandese Enel Finance International NV, interamente controllata da Enel SpA;
 - dell’acquisizione delle partecipazioni detenute da Enel Investment Holding BV, società olandese interamente controllata da Enel SpA, nelle società russe Enel Russia PJSC e RusEnergySbyt LLC, nelle società romene Enel Romania SA, E-Distribuție Banat SA, E-Distribuție Dobrogea SA, E-Distribuție Muntenia SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA e nella società di diritto olandese Enel Insurance NV, per un valore complessivo di 2.922 milioni di euro;
 - della riduzione del valore della partecipazione di Enel Investment Holding BV di 4.001 milioni di euro a seguito della riduzione del capitale sociale di 1.592 milioni di euro e della distribuzione della riserva sovrapprezzo azioni per 2.409 milioni di euro;
 - del versamento in conto capitale, in data 3 ottobre 2018, a favore di OpEn Fiber, società a controllo congiunto con CDP Equity SpA, di un importo pari a 125 milioni di euro, al fine di supportare gli investimenti necessari per la realizzazione del piano industriale 2018-2027 della società medesima;
 - dell’incremento della valutazione al fair value della partecipazione detenuta in Empresa Proprietaria de la Red SA, precedentemente valutata al costo, per un importo di 12 milioni di euro;
 - dell’adeguamento di valore, pari a 15 milioni di euro, della partecipazione detenuta in Enel Investment Holding BV per tenere conto della situazione economico-patrimoniale mutata a seguito della sopra descritta operazione di cessione delle partecipazioni;
 - del ripristino, per 403 milioni di euro, del valore della partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA, per tenere conto dell’adeguamento di valore della partecipazione in Slovenské elektrárne;
 - dell’adeguamento di valore, pari a 40 milioni di euro, della partecipazione detenuta in Enel Russia PJSC per tenere conto dell’attuale situazione economico-patrimoniale.
- Nell’ambito del “Progetto Elqui lato Italia”, in data 30 marzo 2018 è stata perfezionata la scissione parziale di Enel Green Power SpA in favore della neo-costituita Enel Holding Chile Srl, che ha determinato l’adeguamento di valore, pari a 71 milioni di euro, della partecipazione in Enel Green Power SpA e l’acquisizione della partecipazione, per lo stesso valore, dell’intero capitale della neo-costituita Enel Holding Chile Srl, controllante di Hydromac Energy Srl detentrica di una partecipazione in Enel Chile SA del valore di 762 milioni di euro. In data 12 dicembre 2018 si è perfezionata la fusione per incorporazione in Enel della società Enel Holding Chile Srl e della società Hydromac Energy Srl, con conseguente incremento della partecipazione di Enel nella società Enel Chile SA per un valore pari a 762 milioni. L’operazione si inquadra nell’ambito del processo di semplificazione della struttura societaria del Gruppo, che rappresenta uno dei principi fondamentali del Piano Strategico 2018-2020 di Enel. In particolare, l’operazione ha consentito di consolidare in capo a Enel la partecipazione del Gruppo in Enel Chile SA pari al 61,93%, precedentemente detenuta, in via diretta, dalla stessa Enel per il 43,03% e, in via indiretta, tramite Hydromac Energy per il 18,88% ed Enel Holding Chile per lo 0,02%.



Si segnala, inoltre, che in data 1° luglio 2018 è stata perfezionata la fusione per incorporazione della società Enel Factor SpA nella società interamente controllata Enel Italia Srl. Tale operazione societaria non ha determinato variazioni nel valore complessivo delle partecipazioni detenute da Enel SpA.

Nella tabella che segue vengono riportate le precedenti assunzioni che hanno caratterizzato la perdita di valore relativamente alle partecipazioni detenute in Enel Russia PJSC ed Enel Investment Holding BV e il ripristino di valore della partecipazione in Enel Produzione SpA ed Empresa Proprietaria de la Red SA.

Milioni di euro	Costo originario	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre-tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value ⁽³⁾	Costo originario	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre-tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value ⁽³⁾	
al 31.12.2018						al 31.12.2017					
Enel Russia PJSC	442	1,8%	13,2%	5 anni	Perpetuità/28 anni	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Enel Investment Holding BV	23	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Enel Produzione SpA	3.913	0,7%	8,9%	5 anni	Perpetuità	3.913	0,7%	8,9%	5 anni	Perpetuità	
Empresa Proprietaria de la Red SA	5	-	8,7%	3 anni	19 anni	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.

(2) Il WACC pre-tax calcolato con il metodo iterativo: il tasso di sconto che permette che il valore d'uso calcolato con i flussi pre-tax sia equivalente a quello calcolato con flussi post-tax scontati al WACC post-tax.

(3) Il valore del terminal value è stato stimato attraverso una rendita perpetua o una rendita attesa annua a rendimento crescente per gli anni indicati in colonna.

La stima del valore recuperabile delle partecipazioni iscritto in bilancio attraverso i test di impairment è stata effettuata determinando l'equity value delle partecipazioni in esame mediante una stima del valore d'uso basata sull'utilizzo di modelli discounted cash flow, che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando input di mercato quali tassi risk-free, beta e market risk premium. Ai fini del confronto con il valore di carico delle partecipazioni, l'enterprise value risultante dalla stima dei flussi di cassa futuri è stato convertito in equity value decurtandolo della posizione finanziaria netta della partecipazione. I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima e desumibili per il periodo esplicito dal piano industriale quinquennale per il periodo 2019-2023 approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo, in data 19 novembre 2018, contenente le previsioni in ordine ai volumi, ai ricavi, ai costi operativi, agli investimenti, agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili macroeconomiche

(inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio) e delle commodity. Si segnala che il periodo esplicito dei flussi di cassa preso in considerazione per l'impairment test di tali partecipazioni varia in funzione delle specificità e dei cicli economici dei business relativi alle diverse partecipazioni. Il valore terminale, invece, 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.

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 2018.

	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	EUR	1.800.000.000	4.318	613	100,0	4.316
e-distribuzione SpA	Roma	EUR	2.600.000.000	4.657	1.507	100,0	6.331
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	EUR	10.000.000	152	75	100,0	110
Enel Global Trading SpA	Roma	EUR	90.885.000	304	(73)	100,0	1.194
Enel Green Power SpA	Roma	EUR	272.000.000	6.136	237	100,0	6.469
Enel X Srl	Roma	EUR	1.050.000	488	(23)	100,0	523
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	EUR	1.000.000	8	794	100,0	9
Enelpower SpA	Milano	EUR	2.000.000	28	(2)	100,0	30
Enel Global Thermal Generation Srl	Roma	EUR	11.000.000	7	(4)	100,0	11
Enel Energia SpA	Roma	EUR	302.039	2.067	801	100,0	1.313
Enel Iberia Srl	Madrid	EUR	336.142.500	16.918	956	100,0	13.713
Enel Italia Srl	Roma	EUR	50.100.000	449	15	100,0	505
Enel Innovation Hubs Srl	Roma	EUR	1.100.000	22	1	100,0	16
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	Roma	EUR	10.100.000	9	(1)	100,0	22
Enel Finance International NV	Amsterdam	EUR	1.478.810.371	1.746	99	25,0	599
Enel Holding Finance Srl	Roma	EUR	10.000	1.798	-	100,0	1.798
Enel Américas SA	Santiago	USD	6.763.204.424	7.710	1.017	51,8	2.822
Enel Chile SA	Santiago	CLP	3.954.491.478.786	4.622	478	61,9	2.522
E-Distribuție Banat SA	Timisoara	RON	382.158.580	480	18	51,0	421
E-Distribuție Dobrogea SA	Costanza	RON	280.285.560	325	18	51,0	261
E-Distribuție Muntenia SA	Bucarest	RON	271.635.250	1.026	16	78,0	952
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	RON	37.004.350	152	3	78,0	330
Enel Energie SA	Bucarest	RON	140.000.000	98	(1)	51,0	208
Enel Romania SA	Judetul Ilfov	RON	200.000	3	-	100,0	15
Enel Russia PJSC	Ekaterinburg	RUB	35.371.898.370	589	97	56,4	402
Enel Insurance NV	Amsterdam	EUR	60.000	258	9	100,0	252
Vektör Enerji Üretim AŞ	Istanbul	TRY	3.500.000	(8)	(8)	100,0	-
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	USD	842.086.000	757	91	-	-
B) Imprese a controllo congiunto							
OpEn Fiber SpA	Milano	EUR	250.000.000	800	(97)	50,0	490
RusEnergosbyt LLC	Mosca	RUB	2.760.000	8	65	49,5	41
C) Imprese collegate							
CESI SpA ⁽¹⁾	Milano	EUR	8.550.000	111	7	42,7	23
D) Altre imprese							
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	USD	58.500.000	118	15	11,1	17
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	USD	2.700.000	-	(1)	11,1	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA ⁽¹⁾	Buenos Aires	ARS	14.012.000	(25)	(8)	-	-
Elcogas SA	Puertollano	EUR	809.690	(111)	(2)	4,3	-
Idrosicilia SpA ⁽¹⁾	Milano	EUR	22.520.000	51	4	1,0	-

(1) I valori del capitale sociale, del patrimonio netto e del risultato dell'esercizio si riferiscono al Bilancio al 31 dicembre 2017.





Relativamente alle partecipazioni detenute nelle società Enel Green Power SpA, e-distribuzione SpA, E-Distribuzione Banat SA, E-Distribuzione Dobrogea SA, E-Distribuzione Muntenia SA, Enel Energie Muntenia SA, Enel Energie SA, Enel Romania SA, RusEnergoby LLC, Enel Global Infrastructure & Networks Srl, Enel X Srl, Enel Global Trading SpA, OpEn Fiber SpA, Enel Finance International NV, il valore in bilancio è ritenuto recuperabile ancorché individualmente superiore rispetto al patrimonio netto al 31 dicembre 2018 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 le società Enel Green Power SpA, e-distribuzione SpA, E-Distribuzione Banat SA, E-Distribuzione Dobrogea SA, E-Distribuzione Muntenia SA, Enel Energie Muntenia SA, Enel Energie SA, Enel Romania SA, RusEnergoby LLC, Enel Global Infrastructure & Networks Srl, Enel X Srl, Enel Global Trading SpA, OpEn Fiber SpA, 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. 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 2018 sono tutte riferite a società non quotate. In fase di transizione all'IFRS 9 è stata applicata l'opzione ammessa dal nuovo principio di valutare queste attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo.

Per la partecipazione nella società Empresa Proprietaria de la Red, precedentemente valutata al costo, il fair value è stato determinato sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.

Nel corso del 2018, a seguito del bilancio finale di liquidazione e del piano di riparto finale, è stata portata a compimento la procedura di liquidazione della società Emittenti Titoli SpA in liquidazione.

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 31.12.2018	al 31.12.2017
Partecipazioni in società non quotate valutate al FVOCI	17	6
Empresa Proprietaria de la Red SA	17	5
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-
Elcogas SA	-	-
Emittenti Titoli SpA in liquidazione	-	1
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivati - Euro 793 milioni, euro 92 milioni, euro 1.395 milioni, euro 355 milioni

Milioni di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Attività finanziarie - Derivati	793	1.456	92	111
Passività finanziarie - Derivati	1.395	2.270	355	176

Per maggiori dettagli sulla natura, la rilevazione e la classificazione dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passivi-

tà finanziarie, si rimanda alle note 31 "Strumenti finanziari" e 33 "Derivati ed hedge accounting".

15. Altre attività finanziarie non correnti - Euro 136 milioni

La composizione di tale voce è di seguito riportata.

Milioni di euro	Note	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Risconti attivi finanziari		8	10	(2)
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	15.1	128	6	122
Totale		136	16	120

I "Risconti attivi finanziari" si riferiscono essenzialmente alla quota residua dei costi di transazione sulla linea di credito revolving di 10 miliardi di euro, stipulata il 18 dicembre 2017, di durata quinquennale, tra Enel SpA, Enel Finance

International e Mediobanca a seguito della chiusura di quella già esistente. La voce accoglie la quota non corrente di tali costi e il rilascio a Conto economico è in funzione della tipologia delle fee e della durata della linea.

15.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - Euro 128 milioni

Milioni di euro	Note	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Crediti verso imprese controllate	31.1.1	125	-	125
Altri crediti finanziari		3	6	(3)
Totale		128	6	122

La voce "Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento" al 31 dicembre 2018 ammonta a 128 milioni di euro, con un incremento, rispetto al precedente esercizio, di 122 milioni di euro.

La variazione è dovuta essenzialmente all'erogazione di un finanziamento di 125 milioni di euro alla società a controllo congiunto OpEn Fiber SpA, al fine di dotare la società delle risorse necessarie alla realizzazione degli investimenti pre-

visti dal piano industriale in relazione al progetto nazionale per lo sviluppo di una rete di fibra ottica a banda ultralarga. Gli altri crediti finanziari, pari a 3 milioni di euro, si riferiscono esclusivamente ai prestiti ai dipendenti e, rispetto all'esercizio precedente, presentano un decremento di 3 milioni di euro.





16. Altre attività non correnti - Euro 134 milioni

La voce accoglie le partite di seguito descritte.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Crediti tributari	9	9	-
Crediti verso società controllate per accollo PIA	125	139	(14)
Totale altre attività non correnti	134	148	(14)

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.

La voce "Crediti verso società controllate per accollo PIA" pari a 125 milioni di euro, si riferisce ai crediti derivanti dall'ac-

collo 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 secondo le correnti assunzioni, la quota esigibile oltre il quinto anno dei "Crediti verso società controllate per accollo PIA" è stimata pari a 63 milioni di euro (76 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

17. Crediti commerciali - Euro 191 milioni

La voce è composta come di seguito illustrato.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Crediti commerciali:			
- verso imprese controllate	166	208	(42)
- verso clienti terzi	25	29	(4)
Totale	191	237	(46)

I crediti commerciali, complessivamente pari a 191 milioni di euro, sono rappresentati da crediti verso imprese controllate per 166 milioni di euro e da crediti verso clienti terzi per 25 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 2017, il decremento, pari a 42 milioni di euro, è correlato sia all'andamento dei ricavi connessi a tali servizi, sia al riassetto organizzativo e

societario, avvenuto all'inizio del 2018, delle Strutture Globali, che ha comportato la riduzione dei ricavi per prestazioni tecniche.

I crediti verso clienti terzi, riferiti a prestazioni di servizi di varia natura, risultano pari a 25 milioni di euro e, rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2017, presentano un decremento di 4 milioni di euro.

I crediti commerciali verso imprese controllate sono di seguito dettagliati per società.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Imprese controllate			
Enel Iberia Srl	1	1	-
Enel Produzione SpA	3	13	(10)
e-distribuzione SpA	10	33	(23)
Enel Green Power SpA	9	3	6
Enel Américas SA	4	3	1
Endesa SA	3	4	(1)
Servizio Elettrico Nazionale SpA	2	1	1
Enel Global Trading SpA	-	1	(1)
Enel Energia SpA	6	1	5
Enel Italia Srl	16	18	(2)
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-
Enel X Srl	-	2	(2)
Enel Russia PJSC	11	16	(5)
Endesa Distribución Eléctrica SL	21	27	(6)
Enel Global Thermal Generation Srl	1	-	-
Endesa Generación SA	(2)	10	(12)
Endesa Energía SA	2	4	(2)
Enel Romania Srl	5	4	1
Enel Brasil SA	24	25	(1)
Enel Distribución Perú SAA	5	6	(1)
Enel Generación Perú SAA	5	6	(1)
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	(1)	3	(4)
Altre	40	26	14
Totale	166	208	(42)

Nella seguente tabella si riportano i crediti commerciali suddivisi per area geografica.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Italia	54	77	(23)
Europa - UE	68	97	(29)
Europa - extra UE	12	17	(5)
Altri	57	46	11
Totale	191	237	(46)





18. Crediti per imposte sul reddito - Euro 165 milioni

I crediti per imposte sul reddito al 31 dicembre 2018 ammontano a 165 milioni di euro e si riferiscono essenzialmente al credito IRES della Società per la stima delle imposte correnti dell'esercizio (99 milioni di euro), nonché al credito risultante dalla Dichiarazione Consolidata IRES 2018 (56 milioni di euro).

19. Altre attività finanziarie correnti - Euro 1.860 milioni

La voce accoglie le partite di seguito dettagliate.

Milioni di euro				
	Note	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	19.1	1.579	4.085	(2.506)
Altre attività finanziarie correnti		281	265	16
Totale		1.860	4.350	(2.490)

19.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - Euro 1.579 milioni

Milioni di euro				
	Note	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Crediti finanziari verso società del Gruppo:				
- crediti finanziari a breve termine (conto corrente intersocietario)	31.1.1	313	1.984	(1.671)
- quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	31.1.1	-	27	(27)
Crediti finanziari verso terzi:				
- quota corrente dei crediti finanziari a lungo		1	1	-
- altri crediti finanziari		12	(1)	13
- cash collateral per accordi di marginazione su derivati OTC	31.1.1	1.253	2.074	(821)
Totale		1.579	4.085	(2.506)

Le "Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento", pari a 1.579 milioni di euro al 31 dicembre 2018, sono rappresentate da "Crediti finanziari verso società del Gruppo" per 313 milioni di euro e da "Crediti finanziari verso terzi" per 1.266 milioni di euro.

I "Crediti finanziari verso società del Gruppo" si decrementano, rispetto al 31 dicembre 2017, di 1.698 milioni di

euro essenzialmente per effetto dei minori crediti finanziari a breve termine vantati sul conto corrente intersocietario (1.671 milioni di euro).

I "Crediti finanziari verso terzi" evidenziano un decremento di 808 milioni di euro, attribuibile sostanzialmente alla diminuzione dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati over the counter su tassi e cambi.

20. Altre attività correnti - Euro 268 milioni

La composizione di tale voce al 31 dicembre 2018 è di seguito descritta.

Milioni di euro				
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Crediti tributari		173	10	163
Altri crediti verso società del Gruppo		74	435	(361)
Crediti verso altri		21	7	14
Totale		268	452	(184)

Le "Altre attività correnti" rilevano, rispetto al 31 dicembre 2017, un decremento complessivo di 184 milioni di euro.

I "Crediti tributari", pari a 173 milioni di euro, si riferiscono essenzialmente al credito residuo dell'acconto IVA 2018 per 168 milioni e a crediti pregressi per imposte sul reddito per 4 milioni di euro.

Gli "Altri crediti verso società del Gruppo" sono relativi essenzialmente ai crediti per l'acconto sul dividendo deliberato nel 2018 dalle società controllate Enel Chile SA ed Enel Américas SA (rispettivamente pari a 24 milioni di euro e a 33 milioni di euro) e incassati dal mese di gennaio 2019, ai crediti tributari IRES verso le società del Gruppo aderenti all'istituto del consolidato fiscale nazionale (5 milioni di euro), nonché ai crediti per IVA verso le società controllate aderenti all'IVA di Gruppo (3 milioni di euro).

La variazione in diminuzione di 361 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2017, è determinata essenzialmente dai minori crediti verso le società controllate aderenti all'IVA di Gruppo (345 milioni di euro) e dalla riduzione dei crediti infragruppo connessi al consolidato fiscale nazionale IRES (28 milioni di euro), in parte compensati dai maggiori altri crediti verso le società controllate (9 milioni di euro) e dai maggiori crediti per acconti sui dividendi (4 milioni di euro). I "Crediti verso altri", pari a 21 milioni di euro al 31 dicembre 2018, presentano un incremento di 14 milioni rispetto a quanto rilevato nel 2017 (7 milioni di euro), dovuto per 8 milioni di euro alla rilevazione della rata, relativa all'anno 2019, dello stanziamento per l'associazione ricreativa dei dipendenti Enel (Arca).

21. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 2.007 milioni

Le disponibilità liquide sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Depositi bancari e postali	2.007	2.489	(482)
Denaro e valori in cassa	-	-	-
Totale	2.007	2.489	(482)

Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, pari a 2.007 milioni di euro, presentano un decremento di 482 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 e hanno risentito degli effetti del rimborso e delle emissioni di alcuni prestiti obbligazionari, del pagamento dei dividendi dell'esercizio 2017

così come deliberato dall'Assemblea degli azionisti di Enel SpA in data 24 maggio 2018, nonché della normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta dalla Capogruppo.

Passivo

22. Patrimonio netto - Euro 27.943 milioni

Il patrimonio netto è pari a 27.943 milioni di euro, in aumento di 707 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Tale variazione è riferibile principalmente all'utile complessivo rilevato nell'esercizio (3.478 milioni di euro), alla distribuzione sia del saldo del dividendo dell'esercizio 2017 nella misura di 0,132 euro per azione (complessivamente pari

a 1.342 milioni di euro), così come deliberato dall'Assemblea degli azionisti in data 24 maggio 2018, sia dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019 (0,14 euro per azione per complessivi 1.423 milioni di euro).

Capitale sociale - Euro 10.167 milioni

Al 31 dicembre 2018 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'indica-





to importo del capitale di Enel SpA risulta quindi invariato rispetto al precedente ammontare di euro 10.166.679.946 registrato al 31 dicembre 2017.

Al 31 dicembre 2018, 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, l'unico azionista in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risulta il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale).

Altre riserve - Euro 11.464 milioni

Riserva da sovrapprezzo azioni - Euro 7.496 milioni

Il valore della riserva da sovrapprezzo azioni al 31 dicembre 2018 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 (328) milioni

La voce al 31 dicembre 2018 è costituita dalle riserve da valutazione di strumenti finanziari derivati di cash flow hedge e di costi di hedging negative per 328 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo pari a 103 milioni di euro).

Riserva da valutazione di attività finanziarie FVOCI - Euro 11 milioni

Al 31 dicembre 2018 la riserva da valutazione di attività finanziarie FVOCI è pari a 11 milioni di euro per effetto della valutazione al fair value della società Empresa Proprietaria de la Red SA.

Riserva da rimisurazione della passività/(attività) netta per piani a benefici ai dipendenti - Euro (32) milioni

Al 31 dicembre 2018 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 rilevati 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 2017 e 2018.

Milioni di euro	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio				Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio				al 31.12.2018
	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	
	al 01.01.2017				al 31.12.2017				
Riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge	(258)	(249)	232	7	(268)	1	(45)	37	(275)
Riserva da valutazione di strumenti finanziari di costi di hedging	(118)	48	-	-	(70)	17	-	-	(53)
Riserva attività finanziarie FVOCI	-	-	-	-	-	11	-	-	11
Riserva da rimisurazione della passività/(attività) netta per piani a benefici ai dipendenti	(27)	(7)	-	2	(32)	-	-	-	(32)
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	(403)	(208)	232	9	(370)	29	(45)	37	(349)

Utili e perdite accumulati - Euro 4.279 milioni

Nell'esercizio 2018 la voce ha presentato una variazione in diminuzione di 145 milioni di euro per effetto di quanto deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 24 maggio 2018, che ha previsto l'utilizzo di tale riserva, per 142 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 3 milioni di euro, del risultato positivo dell'esercizio 2017.

Utile dell'esercizio - Euro 2.033 milioni

L'utile dell'esercizio 2018, al netto dell'acconto sul dividendo 2018 di 0,14 euro per azione (per complessivi 1.423 milioni di euro), è pari a 2.033 milioni di euro.



Di seguito si riporta la tabella che evidenzia la disponibilità e distribuibilità delle riserve.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	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 <i>ex lege</i> 292/1993	2.215	ABC	2.215
- riserve da valutazione di strumenti finanziari	(328)		
- riserva attività finanziarie FVOCI	11		
- 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	4.279	ABC	4.279
Totale	25.910		14.058
<i>di cui quota distribuibile</i>			<i>14.055</i>

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 1.159 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 2017 e 2018.

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi pagati nel 2017		
Dividendi relativi al 2016	1.830	0,18
Acconto sul dividendo 2017 ⁽¹⁾	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2017	1.830	0,18
Dividendi pagati nel 2018		
Dividendi relativi al 2017	2.410	0,237
Acconto sul dividendo 2018 ⁽²⁾	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2018	2.410	0,237

(1) 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).

(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019 (acconto dividendo per azione 0,14 euro per complessivi 1.423 milioni di euro).

Il dividendo dell'esercizio 2018, pari a 0,28 euro per azione, per un ammontare complessivo di 2.847 milioni di euro (di cui 0,14 euro per azione, per complessivi 1.423 milioni di euro, già corrisposto a titolo di acconto a decorrere dal 23 gennaio 2019), verrà proposto all'Assemblea degli azionisti del 16 maggio 2019 in unica convocazione. Il presente

Bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2018, se non per il debito verso gli Azionisti per l'acconto sul dividendo 2018, deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019.

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 2018.

A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2018 e 2017 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Posizione finanziaria non corrente	(13.397)	(10.780)	(2.617)
Posizione finanziaria corrente netta	(2.221)	(2.477)	256
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	128	6	122
Indebitamento finanziario netto	(15.490)	(13.251)	(2.239)
Patrimonio netto	27.943	27.236	707
Indice debt/equity	(0,55)	(0,49)	(0,06)





23. Finanziamenti - Euro 13.397 milioni, euro 806 milioni, euro 5.001 milioni

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Finanziamenti a lungo termine	13.397	10.780	806	3.654
Finanziamenti a breve termine	-	-	5.001	5.397

Per maggiori dettagli sulla natura, rilevazione e classificazione dei finanziamenti si rimanda alla nota 31 "Strumenti finanziari".

24. Benefici ai dipendenti - Euro 231 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 2018 e al 31 dicembre 2017.

Milioni di euro	2018				2017			
	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE								
Passività attuariale al 1° gennaio	200	45	28	273	222	40	24	286
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti	-	1	6	7	-	2	20	22
Interessi passivi	3	1	-	4	3	1	-	4
Perdite/(Utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdite/(Utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	-	-	-	-	(1)	-	-	(1)
Rettifiche basate sull'esperienza passata	-	(1)	-	(1)	2	6	-	8
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdite/(Utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi del datore di lavoro	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi dei partecipanti al piano	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamenti per estinzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri pagamenti	(23)	(2)	(10)	(35)	(25)	(2)	(14)	(41)
Altri movimenti	(6)	(4)	(7)	(17)	(1)	(2)	(2)	(5)
Passività attuariale al 31 dicembre	174	40	17	231	200	45	28	273

Milioni di euro

	2018	2017
Perdite/(Utili) rilevati a Conto economico		
Costo previdenziale	7	22
Interessi passivi	4	4
Perdite/(Utili) al momento dell'estinzione	-	-
Totale	11	26

Milioni di euro

	2018	2017
Perdite/(Utili) da rimisurazione rilevati nelle OCI		
Perdite/(Utili) attuariali sui piani a benefici definiti	-	7
Altre variazioni	-	-
Totale	-	7

Il costo relativo alle prestazioni di lavoro correnti per benefici ai dipendenti relativo al 2018 è pari a 7 milioni di euro ed è rilevato tra i costi del personale (22 milioni di euro nel 2017), mentre gli interessi passivi derivanti dall'attualizzazione delle passività sono pari a 4 milioni di euro, in linea con quanto rilevato nel 2017.

Le principali assunzioni, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono di seguito riportate.

	2018	2017
Tasso di attualizzazione	0,25%-1,50%	0,20%-1,50%
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,50%-3,50%	1,50%-3,50%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,50%	2,50%

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'eser-

cizio, delle singole ipotesi attuariali rilevanti adottate nella stima della predetta passività.

Milioni di euro

	Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	Incremento 0,5% tasso di inflazione	Incremento 0,5% delle retribuzioni	Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	Incremento 1% costi assistenza sanitaria	Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati
Piani medici: ASEM	(2)	2	(1)	-	-	5	38

25. Fondi rischi e oneri - Euro 45 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 delle 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.





La movimentazione dei fondi rischi e oneri è di seguito riportata.

Milioni di euro	Rilevazione a Conto economico				Altri movimenti	Totale	
	Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	al 31.12.2018			
	al 31.12.2017					<i>di cui quota corrente</i>	
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:							
- contenzioso legale	11	15	(5)	(3)	-	18	15
- altri	11	-	-	(5)	-	6	3
Totale fondo contenzioso, rischi e oneri diversi	22	15	(5)	(8)	-	24	18
Fondo oneri per incentivi all'esodo	21	6	-	(5)	(1)	21	4
TOTALE FONDI RISCHI E ONERI	43	21	(5)	(13)	(1)	45	22

L'incremento del fondo relativo al contenzioso legale, pari a 7 milioni di euro, riflette l'accantonamento dell'anno per 15 milioni di euro, parzialmente compensato da rilasci a Conto economico e da utilizzi conseguenti alla definizione di alcuni contenziosi per un totale complessivo di 8 milioni di euro.

Il suddetto fondo è riferito a cause di lavoro per 4 milioni

di euro e a cause varie per 14 milioni di euro.

La variazione in diminuzione degli altri fondi, pari a 5 milioni di euro, risente degli utilizzi dell'esercizio.

Il fondo oneri per incentivi all'esodo del personale, pari a 21 milioni di euro, risulta invariato rispetto all'esercizio precedente.

26. Altre passività non correnti - Euro 12 milioni

Le "Altre passività non correnti", pari a 12 milioni di euro (12 milioni di euro al 31 dicembre 2017), 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).

L'ammontare del debito al 31 dicembre 2018 risente dell'aggiornamento della quota interesse di competenza maturata sul credito residuo.

27. Debiti commerciali - Euro 82 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Debiti commerciali:			
- verso terzi	41	66	(25)
- verso società del Gruppo	41	71	(30)
Totale	82	137	(55)

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 2018, e sono costituiti da debiti verso terzi per 41 milioni di euro

(66 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e da debiti verso società del Gruppo per 41 milioni di euro (71 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

I debiti commerciali verso imprese controllate al 31 dicembre 2018 sono di seguito dettagliati.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Imprese controllate			
Enel Produzione SpA	1	1	-
e-distribuzione SpA	-	1	(1)
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	-
Enel Global Trading SpA	1	1	-
Enel Green Power SpA	-	1	(1)
Enel Italia Srl	18	35	(17)
Enel Iberia Srl	4	21	(17)
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	3	-	3
Enel X Srl	1	-	1
Enel Innovation Hubs Srl	2	-	2
Enel.Factor SpA	-	2	(2)
Endesa SA	3	3	-
Enel Russia PJSC	-	-	-
Altre	8	6	2
Totale	41	71	(30)

Nella seguente tabella sono riportati i debiti commerciali suddivisi per area geografica di destinazione.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Fornitori			
Italia	59	99	(40)
Europa - UE	17	31	(14)
Europa - extra UE	1	4	(3)
Altri	5	3	2
Totale	82	137	(55)

28. Altre passività finanziarie correnti - Euro 276 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 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Passività finanziarie differite	31.2.1	259	450	(191)
Altre partite	31.2.1	17	15	2
Totale		276	465	(189)





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 2018, 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 15.490 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 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Finanziamenti a lungo termine	23	13.397	10.780	2.617
Finanziamenti a breve termine	23	5.001	5.397	(396)
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	23	806	3.654	(2.848)
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	15.1	128	6	122
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	19.1	1.579	4.085	(2.506)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	2.007	2.489	(482)
Totale		15.490	13.251	2.239

Si evidenzia di seguito la posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2018 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 31.12.2018		al 31.12.2017		2018-2017
	di cui con parti correlate		di cui con parti correlate		
Depositi bancari e postali	2.007		2.489		(482)
Liquidità	2.007		2.489		(482)
Quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine	1		1		-
Crediti finanziari correnti	1.579	313	4.085	2.011	(2.506)
Debiti bancari correnti	(45)		(245)		200
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(806)		(3.654)		2.848
Altri debiti finanziari correnti	(4.956)	(4.716)	(5.152)	(4.896)	196
Debiti finanziari correnti	(5.807)		(9.051)		3.244
Posizione finanziaria corrente netta	(2.221)		(2.477)		256
Debiti bancari non correnti	(1.048)		(1.039)		(9)
Obbligazioni emesse	(8.208)		(8.541)		333
Altri debiti non correnti	(4.141)		(1.200)		(2.941)
Debiti finanziari non correnti	(13.397)		(10.780)		(2.617)
Posizione finanziaria non corrente	(13.397)		(10.780)		(2.617)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da disposizione CONSOB	(15.618)		(13.257)		(2.361)
Crediti finanziari non correnti	128	125	6		122
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(15.490)		(13.251)		(2.239)

30. Altre passività correnti - Euro 2.029 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 2018, delibera-

to dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA nella seduta del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019 (nel 2018 pari a 1.423 milioni di euro, nel 2017 pari a 1.068 milioni di euro).

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Debiti tributari	245	502	(257)
Debiti diversi verso società del Gruppo	317	428	(111)
Debiti verso il personale, associazioni ricreative e assistenziali	18	27	(9)
Debiti verso istituti di previdenza	7	12	(5)
Debiti verso clienti per depositi cauzionali e rimborsi	2	2	-
Altri	1.440	1.094	346
Totale	2.029	2.065	(36)

I "Debiti tributari", pari a 245 milioni di euro, sono relativi essenzialmente ai debiti verso l'Erario per imposte IRES riferite alle società aderenti al consolidato fiscale nazionale (240 milioni di euro). La variazione in diminuzione rispetto al precedente esercizio, pari a 257 milioni di euro, risulta prevalentemente determinata dal decremento della posizione debitoria verso l'Erario per IRES consolidata (165 milioni di euro). L'anno precedente la stessa voce accoglieva il debito verso l'Erario per l'IVA di Gruppo del quarto trimestre 2017 per 90 milioni.

La voce "Debiti diversi verso società del Gruppo", pari a 317 milioni di euro, è composta essenzialmente per 139 milioni

di euro dai debiti generati dal consolidato fiscale IRES (175 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e per 173 milioni di euro dai debiti generati dall'IVA di Gruppo (252 milioni di euro al 31 dicembre 2017). Il decremento di 111 milioni di euro, riflette l'andamento delle sopra riportate posizioni debitorie. I debiti "Altri", pari a 1.440 milioni di euro, sono riferiti per 1.423 milioni di euro (1.068 milioni di euro al 31 dicembre 2017) al debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo da erogare a decorrere dal 23 gennaio 2019 (0,14 euro per azione per l'esercizio 2018; 0,105 euro per azione per l'esercizio 2017).





31. Strumenti finanziari

31.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dall'IFRS 9, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo se-

paratamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Attività finanziarie a costo ammortizzato	31.1.1	128	6	4.050	7.018
Attività finanziarie a FVOCI	31.1.2	-	-	-	-
Partecipazioni in altre società		17	-	-	-
Totale attività finanziarie a FVOCI		17	-	-	-
Attività finanziarie a FVTPL					
Derivati attivi a FVTPL	33	325	940	78	111
Attività finanziarie designate al fair value nella rilevazione iniziale (fair value option)		-	-	-	-
Totale attività finanziarie a FVTPL		325	940	78	111
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	33	468	501	14	-
Derivati di fair value hedge	33	-	15	-	-
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		468	516	14	-
TOTALE		938	1.462	4.142	7.129

Per maggiori dettagli sulla rilevazione e classificazione dei derivati attivi correnti e non correnti si rimanda alla nota 33 "Derivati ed hedge accounting".

31.1.1 Attività finanziarie al costo ammortizzato

La tabella seguente espone i finanziamenti e i crediti per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	2.007	2.489
Crediti commerciali		-	-	191	237
Crediti finanziari verso società del Gruppo					
Crediti su conto corrente intersocietario		-	-	313	1.984
Quote correnti dei crediti finanziari a lungo termine	19.1	-	-	-	27
Altri crediti finanziari		-	-	209	153
Totale crediti finanziari verso società del Gruppo		-	-	522	2.164
Crediti finanziari verso terzi					
Crediti finanziari	15.1	125	-	-	-
Quote correnti dei crediti finanziari a lungo termine		-	-	1	1
Cash collateral per accordi di marginazione su derivati OTC		-	-	1.253	2.074
Altri crediti finanziari		3	6	18	-
Totale crediti finanziari verso terzi		128	6	1.272	2.075
Altri crediti				58	53
TOTALE		128	6	4.050	7.018

Le variazioni principali rispetto all'esercizio 2017 riguardano:

- le "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti", che si sono decrementate di 482 milioni di euro, risentendo del rimborso e del riacquisto di alcuni prestiti obbligazionari, del pagamento dei dividendi dell'esercizio 2017, nonché della normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta dalla Capogruppo;
- i "Crediti finanziari verso società del Gruppo", in diminuzione complessivamente di 1.642 milioni di euro in nesso

Impairment delle attività finanziarie al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2018 sono pari a 4.178 milioni di euro (7.024 milioni di euro, al 31 dicembre 2017) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari a 12 milioni di euro al 31 dicembre 2018, a fronte di un saldo di 5 milioni di euro alla fine dell'esercizio precedente.

La Società detiene essenzialmente le seguenti tipologie di attività finanziarie valutate al costo ammortizzato e sottoposte a impairment:

- disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
- crediti commerciali;
- crediti finanziari;
- altri crediti.

L'impairment calcolato sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti e sugli altri crediti ha rilevato una perdita attesa non rilevante.

principalmente al decremento dei crediti vantati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società del Gruppo (1.671 milioni di euro);

- i "Crediti finanziari verso terzi", complessivamente in decremento di 681 milioni di euro, principalmente a seguito della minore consistenza dei cash collaterali versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati over the counter su tassi e cambi (821 milioni di euro).

La perdita attesa (Expected Credit Loss, ECL) – calcolata utilizzando la probabilità di default (PD), la perdita in caso di default (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di default (EAD) – è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi dei mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.

La verifica della variazione del rischio di credito è stata effettuata su:

- base individuale, in presenza di crediti valutabili singolarmente in base alle informazioni disponibili;
- base collettiva negli altri casi.

La tabella seguente riporta le perdite attese per ogni classe di attività finanziarie misurate al costo ammortizzato.

Milioni di euro	al 31.12.2018			al 01.01.2018		
	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Totale	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.007	-	2.007	2.489	-	2.489
Crediti commerciali	196	5	191	237	5	232
Crediti finanziari verso società del Gruppo	523	1	522	2.164	1	2.163
Crediti finanziari verso terzi	1.406	6	1.400	2.086	6	2.080
Altri crediti	58	-	58	53	-	53
Totale	4.190	12	4.178	7.029	12	7.017





Crediti finanziari

Milioni di euro

	Fondo perdite attese		
	Individuale	Collettivo	Totale
Saldo di apertura al 01.01.2017 - IAS 39			
Impairment	5	-	5
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	-	-	-
Altro	-	-	-
Saldo di chiusura al 31.12.2017 IAS - 39	5	-	5
Applicazione IFRS 9	2	-	2
Saldo di apertura al 01.01.2018 - IFRS 9	7		7
Impairment	-	-	-
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	-	-	-
Altro	-	-	-
Saldo di chiusura al 31.12.2018 - IFRS 9	7	-	7

Crediti commerciali

Milioni di euro

	Fondo perdite attese		
	Individuale	Collettivo	Totale
Saldo di apertura al 01.01.2017 - IAS 39			
Impairment	-	-	-
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	-	-	-
Altro	-	-	-
Saldo di chiusura al 31.12.2017 - IAS 39	-	-	-
Applicazione IFRS 9	-	5	5
Saldo di apertura al 01.01.2018 - IFRS 9	-	5	5
Impairment	-	-	-
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	-	-	-
Altro	-	-	-
Saldo di chiusura al 31.12.2018 - IFRS 9	-	5	5

31.1.2 Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI)

In tale categoria sono principalmente classificate le partecipazioni in società non quotate irrevocabilmente designate come tali al momento della rilevazione iniziale.

Al 31 dicembre 2017 le partecipazioni in altre imprese erano rilevate nelle attività finanziarie disponibili per la vendita secondo lo IAS 39 ed erano valutate al costo. In fase di transizione all'IFRS 9 è stata applicata l'opzione concessa dal principio di valutare queste attività finanziarie al fair va-

lue rilevato a Conto economico complessivo.

Le partecipazioni in altre imprese, pari a 17 milioni di euro, sono rappresentate essenzialmente dalla partecipazione detenuta da Enel SpA nella società Empresa Proprietaria della Red SA (17 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2018 il fair value della partecipazione è stato determinato sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.

31.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dall'IFRS 9, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponen-

do separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	31.2.1	13.397	10.780	6.165	9.653
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	33	324	943	134	176
Totale		324	943	134	176
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	33	1.071	1.327	221	-
Totale		1.071	1.327	221	-
TOTALE		14.792	13.050	6.520	9.829

Per maggiori dettagli sulla rilevazione e classificazione dei derivati passivi correnti e non correnti si rimanda alla nota 33 "Derivati ed hedge accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 34 "Fair value measurement".

31.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Finanziamenti a lungo termine	23	13.397	10.780	806	3.654
Finanziamenti a breve termine		-	-	5.001	5.397
Debiti commerciali		-	-	82	137
Altre passività finanziarie correnti		-	-	276	465
Totale		13.397	10.780	6.165	9.653





Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - Euro 14.203 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 806 milioni di euro), ammonta al 31 dicembre 2018 a 14.203 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 2018, 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 31.12.2018					al 31.12.2017			2018-2017			
Obbligazioni:											
- tasso fisso	7.904	7.813	614	7.199	8.561	10.447	10.390	3.088	7.302	11.880	(2.577)
- tasso variabile	1.201	1.201	192	1.009	1.141	1.805	1.805	566	1.239	1.767	(604)
Totale	9.105	9.014	806	8.208	9.702	12.252	12.195	3.654	8.541	13.647	(3.181)
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- tasso variabile	1.048	1.048	-	1.048	1.045	1.039	1.039	-	1.039	1.043	9
Totale	1.048	1.048	-	1.048	1.045	1.039	1.039	-	1.039	1.043	9
Finanziamenti da società del Gruppo:											
- tasso fisso	2.300	2.300	-	2.300	2.596	1.200	1.200	-	1.200	1.540	2.941
- tasso variabile	1.841	1.841	-	1.841	1.895	-	-	-	-	-	-
Totale	4.141	4.141	-	4.141	4.491	1.200	1.200	-	1.200	1.540	2.941
Totale finanziamenti a tasso fisso	10.204	10.113	614	9.499	11.157	11.647	11.590	3.088	8.502	13.420	364
Totale finanziamenti a tasso variabile	4.090	4.090	192	3.898	4.081	2.844	2.844	566	2.278	2.810	(595)
TOTALE	14.294	14.203	806	13.397	15.238	14.491	14.434	3.654	10.780	16.230	(231)

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 898 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 31.12.2017	al 31.12.2018			
Euro	10.939	10.665	10.725	3,4%	3,6%
Dollari USA	1.218	1.277	1.289	7,9%	8,3%
Sterline inglesi	2.277	2.261	2.280	6,5%	6,7%
Totale valute non euro	3.495	3.538	3.569		
TOTALE	14.434	14.203	14.294		

La movimentazione del valore nominale dell'indebitamento a lungo termine è riepilogata nella seguente tabella.

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Nuove emissioni	Altro	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	Valore nominale	
							al 31.12.2017	al 31.12.2018
Obbligazioni	12.252	(4.388)	1.250	-	(38)	29		9.105
Finanziamenti bancari	1.039	-	-	-	-	9		1.048
Finanziamenti da società del Gruppo	1.200	-	2.250	691	-	-		4.141
Totale	14.491	(4.388)	3.500	691	(38)	38		14.294

Rispetto al 31 dicembre 2017, il valore nominale dell'indebitamento a lungo termine presenta nel complesso un decremento di 197 milioni di euro, conseguente:

- a rimborsi per 4.388 milioni di euro, tra i quali si evidenziano due prestiti obbligazionari retail, uno a tasso fisso e uno a tasso variabile, per un ammontare totale di 3.000 milioni di euro scaduti a febbraio 2018, un prestito a tasso fisso in euro di 591 milioni di euro scaduto a giugno 2018 e il riacquisto di un'obbligazione ibrida in euro per 732 milioni di euro effettuato a maggio 2018;
- al riacquisto di obbligazioni proprie a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" per 38 milioni di euro;

- alla rilevazione di differenze negative di cambio per 38 milioni di euro;
- all'emissione di due prestiti obbligazionari ibridi in euro per un valore totale di 1.250 milioni di euro;
- a nuovi finanziamenti intercompany concessi da Enel Finance International per un valore totale di 2.250 milioni di euro;
- a un finanziamento intercompany di 691 milioni di euro acquisito a dicembre 2018 a seguito della fusione per incorporazione della società Enel Holding Chile Srl.

La tabella seguente indica le caratteristiche dei finanziamenti posti in essere nell'esercizio 2018.

Nuove emissioni di finanziamenti

Tipo di finanziamento	Controparte	Data di emissione	Data di finanziato (milioni di euro)	Importo	Valuta	Tasso di interesse (%)	Tipo di tasso di interesse	Scadenza
Obbligazioni								
Obbligazioni ibride	Enel SpA	24.05.2018	500		Euro	2,5%	Tasso fisso	24.11.2023
Obbligazioni ibride	Enel SpA	24.05.2018	750		Euro	3,4%	Tasso fisso	24.11.2026
Totale			1.250					

Nel corso dell'esercizio 2018 si evidenzia:

- l'emissione di un prestito obbligazionario ibrido in euro pari a 500 milioni di euro, con prima data di rimborso anticipato prevista per il 24 novembre 2023;
- l'emissione di un prestito obbligazionario ibrido in euro pari a 750 milioni di euro, con prima data di rimborso anticipato prevista per il 24 novembre 2026.

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) e quelli relativi ai prestiti obbligazionari emessi da Enel Finance International NV sul mercato americano, garantiti da Enel SpA, 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.

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 Enel SpA ha rilasciato nell'interesse di Enel Green Power e delle sue controllate alcune garanzie, 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 31.12.2018			al 31.12.2017						
	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	10.665	10.725	75,0%	3.569	14.294	10.939	10.961	75,6%	3.530	14.491
Dollari USA	1.277	1.289	9,0%	(1.289)	-	1.218	1.232	8,5%	(1.232)	-
Sterline inglesi	2.261	2.280	16,0%	(2.280)	-	2.277	2.298	15,9%	(2.298)	-
Totale	14.203	14.294	100,0%	-	14.294	14.434	14.491	100,0%	-	14.491

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 31.12.2018		al 31.12.2017	
	Prima della copertura	Dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura
Tasso variabile	18,1%	15,4%	19,6%	24,2%
Tasso fisso	81,9%	84,6%	80,4%	75,8%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Finanziamenti a breve termine - Euro 5.001 milioni

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2018, distinti per natura.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Finanziamenti da terzi			
Finanziamenti bancari	-	120	(120)
Debiti verso banche (conto corrente ordinario)	45	125	(80)
Cash collateral per CSA su derivati OTC ricevuti	240	256	(16)
Totale	285	501	(216)
Finanziamenti dal Gruppo			
Finanziamenti a breve termine da società del Gruppo (conto corrente intersocietario)	4.716	4.896	(180)
Totale	4.716	4.896	(180)
TOTALE	5.001	5.397	(396)

I finanziamenti a breve termine ammontano a 5.001 milioni di euro (5.397 milioni di euro nel 2017) e presentano una variazione in diminuzione di 396 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito principalmente:

→ del decremento, per 120 milioni di euro, dei debiti verso

banche per finanziamenti a breve termine ricevuti;

→ del decremento, per 80 milioni di euro, dei debiti verso banche;

→ del decremento, per 180 milioni di euro, della voce "Finanziamenti a breve termine da società del Gruppo," da





imputare al miglioramento della posizione debitoria sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società controllate.

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 (324 mi-

lioni di euro) e correnti (134 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.

Millioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018
	Utili/(Perdite) netti		di cui: impairment/ripristini di impairment
Attività finanziarie misurate al costo ammortizzato	6	2	1
Attività finanziarie a FVOCI	10	1	-
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(639)	(546)	-

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 Regioni, Paesi

e Linee di Business Globali, 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 Regioni, Paesi e Linee di Business Globali, 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 stru-

menti 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 2018 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 2018, 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 esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato).

Gli importi nozionali dei derivati qui riportati non rappresentano necessariamente ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non possono essere considerati una misura dell'esposizione creditizia della Società.

Rischio tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino in seguito a variazioni nel livello di mercato dei tassi di interesse.

Per la società il rischio di tasso di interesse si manifesta come variazione nei flussi connessi al pagamento degli interessi sulle passività finanziarie indicizzate a tasso variabile, come variazione delle condizioni economiche nella negoziazione dei nuovi strumenti di debito, nonché come variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al fair value, tipicamente strumenti di debito a tasso fisso.

La gestione del rischio di tasso 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 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati su tasso di interesse		
Interest rate swap	10.901	20.599
Interest rate collar	-	-
Swaption	-	-
Totale	10.901	20.599

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 10.901 milioni di euro (20.599 milioni di euro al 31 dicembre 2017), è relativo per 1.578 milioni di euro (sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2017) a operazioni di copertura riferite alla propria quota di indebitamento e per 9.323 milioni di euro (19.271 milioni di euro al 31 dicembre 2017) a operazioni di copertura dell'indebitamento delle società del Gruppo verso il mercato e intermedie per un corrispondente valore di nozionale con le società stesse. La sensibile variazione in diminuzione di queste ultime è dovuta alla novazione di numerosi contratti di interest rate swap da Enel SpA a Enel Finance International NV.

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla nota 33 "Derivati ed 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 2018 il 18,1% (19,6% al 31 dicembre 2017) 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 fi-

nanziario lordo a lungo termine, al 31 dicembre 2018, risulta essere coperto per l'84,3% rispetto all'esposizione (coperto per il 75,8% dell'esposizione al 31 dicembre 2017). 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 di 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 31.12.2018						al 31.12.2017			
	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	5	(5)	-	-	9	(9)	-	-	
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	6	(6)	-	-	6	(6)	-	-	
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge	25	-	-	36	(36)	-	-	11	(11)	
Fair value hedge	25	-	-	-	-	(2)	2	-	-	

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 2018 e del 31 dicembre 2017, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati su cambi		
Forward:	6.980	5.410
- forward a copertura del rischio cambio connesso alle commodity	5.349	3.664
- forward a copertura dei flussi futuri	825	1.190
- altri contratti forward	806	556
Cross currency interest rate swap	5.264	15.527
Totale	12.244	20.937

In particolare si evidenziano:

- contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 5.349 milioni di euro (3.664 milioni di euro al 31 dicembre 2017), relativi per 2.675 milioni di euro alla copertura del rischio cambio connesso al processo di approvvigionamento di commodity energetiche da parte delle società del Gruppo intermedie in modo speculare con il mercato;
- contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 825 milioni di euro (1.190 milioni di euro al 31 dicembre 2017), connessi alla copertura del rischio cambio relativo ad altri flussi attesi in valute diverse dall'euro, di cui 493 milioni di euro conclusi con il mercato;

- contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 806 milioni di euro (556 milioni di euro al 31 dicembre 2017), di cui 403 milioni di euro conclusi con il mercato e relativi alla copertura del rischio cambio derivante da spese per investimenti e, in minor misura, da spese operative;
- contratti di cross currency interest rate swap per un ammontare nozionale di 5.264 milioni di euro (15.527 milioni di euro al 31 dicembre 2017), 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 ed hedge accounting".





In base all'analisi dell'indebitamento, si rileva che il 25% (24,4% al 31 dicembre 2017) 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 31.12.2018					al 31.12.2017			
	Tasso di cambio	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)	
		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%	(14)	17	-	-	5	(6)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura									
Cash flow hedge	10%	-	-	(411)	502	-	-	(431)	525
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.

Crediti finanziari

Milioni di euro

al 31.12.2018					
Staging	Base per la rilevazione del fondo perdite attese	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Performing	12 m ECL	0,36%	1.929	7	1.922
Underperforming	Lifetime ECL	-	-	-	-
Non-performing		-	-	-	-
Totale			1.929	7	1.922

Crediti commerciali e altri crediti: valutazione collettiva

Milioni di euro

al 31.12.2018				
Crediti commerciali	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Crediti commerciali non scaduti	-	-	-	-
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	-	-	-	-
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	2,55%	196	5	191
Totale crediti commerciali	-	196	5	191
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	-	-	-	-
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	-	-	-
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	-	-	-
Totale altri crediti	-	-	-	-
TOTALE	-	196	5	191





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 garan-

do un profilo di maturity del debito equilibrato, la diversificazione delle fonti di finanziamento in termini di strumenti, mercati, valute e controparti.

Al 31 dicembre 2018 Enel SpA aveva a disposizione complessivamente 2.007 milioni di euro di disponibilità liquide e mezzi equivalenti (2.489 milioni di euro al 31 dicembre 2017), nonché linee di credito committed per 5.800 milioni di euro interamente disponibili e con scadenza oltre un anno (5.800 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Maturity analysis

La seguente tabella sintetizza il profilo temporale del piano di scadenza del debito a lungo termine della Società.

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	-	614	1.192	2.347	3.660
- tasso variabile	135	56	27	305	678
Totale	135	670	1.219	2.652	4.338
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	-	-	-	-	-
- tasso variabile	-	-	650	398	-
Totale	-	-	650	398	-
Finanziamenti da società del Gruppo:					
- tasso fisso	-	-	-	1.200	1.100
- tasso variabile	-	-	46	138	1.657
Totale	-	-	46	1.338	2.757
TOTALE	135	670	1.915	4.388	7.095

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 collaterale, ripartiti come in tabella.

Milioni di euro		al 31.12.2018				
	(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	Quota valore netto delle attività/(passività) finanziarie garantita da cash collaterale	Valore netto delle attività/(passività) finanziarie	
ATTIVITÀ FINANZIARIE						
Derivati attivi:						
- sul rischio di tasso di interesse	304	-	304	-	304	
- sul rischio di cambio	570	-	570	(658)	(88)	
- altro	11	-	11	-	11	
Totale derivati attivi	885	-	885	(658)	227	
TOTALE ATTIVITÀ FINANZIARIE	885	-	885	(658)	227	
PASSIVITÀ FINANZIARIE						
Derivati passivi:						
- sul rischio di tasso di interesse	(527)	-	(527)	431	(96)	
- sul rischio di cambio	(1.223)	-	(1.223)	1.240	17	
- altro	-	-	-	-	-	
TOTALE PASSIVITÀ FINANZIARIE	(1.750)	-	(1.750)	1.671	(79)	
TOTALE ATTIVITÀ/(PASSIVITÀ) FINANZIARIE NETTE	(865)	-	(865)	1.013	148	





33. Derivati ed 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 mo-

netario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate convertite in euro moltiplicando il valore nozionale per il prezzo fissato). Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio ufficiali di fine periodo forniti da World Markets Reuters (WMR) Company.

	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value		2018- 2017	Valore nozionale		Fair value		2018- 2017
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017		al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge:										
- sul rischio di tasso di cambio	1.751	2.327	468	501	(33)	615	-	14	-	14
Totale cash flow hedge	1.751	2.327	468	501	(33)	615	-	14	-	14
Fair value hedge:										
- sul rischio di tasso di interesse	-	800	-	15	(15)	-	-	-	-	-
Totale fair value hedge	-	800	-	15	(15)	-	-	-	-	-
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di interesse	4.661	9.586	304	405	(101)	-	50	-	1	(1)
- sul rischio di tasso di cambio	1.096	5.632	21	535	(514)	2.543	2.419	67	110	(43)
- altro	-	-	-	-	-	203	-	11	-	-
Totale derivati al FVTPL	5.757	15.218	325	940	(615)	2.746	2.469	78	111	(33)
TOTALE DERIVATI ATTIVI	7.508	18.345	793	1.456	(663)	3.361	2.469	92	111	(19)

	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value		2018- 2017	Valore nozionale		Fair value		2018- 2017
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017		al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge:										
- sul rischio di tasso di interesse	1.440	390	159	135	24	-	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	1.876	2.501	912	1.192	(280)	615	-	221	-	221
Totale cash flow hedge	3.316	2.891	1.071	1.327	(256)	615	-	221	-	221
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di interesse	4.661	9.624	302	408	(106)	138	150	66	66	-
- sul rischio di tasso di cambio	1.096	5.632	22	535	(513)	2.655	2.425	68	110	(42)
Totale derivati al FVTPL	5.757	15.256	324	943	(619)	2.793	2.575	134	176	(42)
TOTALE DERIVATI PASSIVI	9.073	18.147	1.395	2.270	(875)	3.408	2.575	355	176	179

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 e agli investimenti netti in gestioni estere quando sono rispettati tutti i criteri previsti dall'IFRS 9.

All'inception della transazione, la Società deve documentare la relazione di copertura distinguendo tra strumenti di copertura ed elementi coperti, nonché tra strategia e obiettivi di risk management. Inoltre, la Società documenta, all'inception e successivamente su base sistematica, la propria valutazione in base alla quale gli strumenti di copertura risultano altamente efficaci a compensare le variazioni di fair value e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

Per le transazioni altamente probabili designate come elementi coperti di una relazione di cash flow hedge, la Società valuta e documenta il fatto che tali operazioni sono altamente probabili e presentano un rischio di variazione dei flussi finanziari che impatta sul Conto economico.

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:

- cash flow hedge;
- fair value hedge.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari cui la Società è esposta si rimanda alla nota 32 "Risk management".

Affinché una relazione di copertura risulti efficace deve soddisfare i seguenti criteri:

- l'esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- l'effetto del rischio di credito non prevale sulle variazioni di valore risultanti dalla relazione economica;
- l'hedge ratio definito al momento della designazione iniziale risulta pari a quello utilizzato a fini di gestione del rischio (i.e. stessa quantità dell'elemento coperto che l'entità effettivamente copre e stessa quantità dello strumento di copertura che l'entità effettivamente utilizza per coprire l'elemento coperto).

In base ai requisiti dell'IFRS 9, l'esistenza di una relazione

economica è verificata dalla Società mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, in base alle circostanze seguenti:

- se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata mediante un'analisi qualitativa;
- diversamente, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto non è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata attraverso un metodo quantitativo oltre all'analisi qualitativa sulla natura della relazione economica (i.e. regressione lineare).

Per dimostrare che l'andamento dello strumento di copertura è in linea con quello dell'elemento coperto, saranno analizzati diversi scenari.

Per la copertura del rischio di prezzo delle commodity, l'esistenza di una relazione economica si desume da una matrice di ranking che definisce, per ciascuna possibile componente di rischio, un set di tutti i derivati standard disponibili sul mercato classificati in base alla loro efficacia nella copertura del rischio considerato.

Al fine di valutare gli effetti del rischio di credito, la Società valuta l'esistenza di misure di mitigazione del rischio (costituzione di garanzie, break up clause, master netting agreements ecc.).

La Società ha stabilito un hedge ratio di 1:1 per tutte le relazioni di copertura (inclusa la copertura del rischio di prezzo su commodity) per cui il rischio sottostante il derivato di copertura è identico al rischio coperto, al fine di ridurre al minimo l'inefficacia della copertura.

L'inefficacia della copertura è valutata mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, a seconda delle circostanze:

- se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura corrispondono e non si rilevano ulteriori fonti di inefficacia incluso il credit risk adjustment sul derivato di copertura, la relazione di copertura è considerata pienamente efficace sulla base di un'analisi qualitativa;
- se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura non corrispondono o si rileva almeno una fonte di inefficacia, l'inefficacia della copertura sarà quantificata applicando il metodo del "dollar offset" cumulativo usando il derivato ipotetico. Tale metodo confronta le variazioni di fair value dello strumento di copertura e del derivato ipotetico tra la data di riferimento del bilancio e la data di inizio della copertura.





Le principali cause di inefficacia delle coperture possono essere le seguenti:

- **basis difference** (*i.e.* i fair value o flussi finanziari dell'elemento coperto dipendono da una variabile diversa dalla variabile che causa la variazione del fair value o dei flussi finanziari nello strumento di copertura);
- **differenze di timing** (*i.e.* l'elemento coperto e lo strumento di copertura si verificano o sono regolati a date diverse);
- **differenze di quantità o di importo nozionale** (*i.e.* l'elemento coperto e lo strumento di copertura si basano su quantità o importi nozionali diversi);
- **altri rischi** (*i.e.* le variazioni del fair value o dei flussi finanziari di uno strumento di copertura o elemento coperto sono collegate a rischi diversi dal rischio specifico oggetto di copertura);
- **rischio di credito** (*i.e.* il rischio di credito di controparte impatta diversamente sulle variazioni del fair value degli strumenti di copertura e dell'elemento coperto).

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 attribuibili a un rischio specifico associato a un'attività, una passività o una transazione prevista altamente probabile che potrebbe 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 impatta il Conto economico (per esempio quando si verifica la vendita attesa oggetto di copertura).

Se l'elemento coperto comporta l'iscrizione di un'attività non finanziaria (*i.e.* terreni, impianti e macchinari o magazzino ecc.) o di una passività non finanziaria, o di una transazione prevista altamente probabile oggetto di copertura relativa a un'attività o passività non finanziaria diventa un impegno irrevocabile cui si applica il fair value hedge, l'importo cumulato a patrimonio netto (*i.e.* riserva cash flow) sarà stornato e incluso nel valore iniziale (*i.e.* costo o altro valore contabile) dell'attività o passività coperte (*i.e.* "basis adjustment").

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, gli utili e le

perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilevati a Conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente rilevata a Conto economico. Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a Conto economico.

Per le relazioni di copertura che utilizzano i forward come strumento di copertura, in cui solo la variazione di valore dell'elemento spot è designata come strumento di copertura, la contabilizzazione dei punti forward (a Conto economico piuttosto che OCI) viene definita caso per caso. Tale approccio è applicato dalla Società per la copertura del rischio di cambio sugli investimenti delle società operanti nel business delle rinnovabili.

Diversamente, nei rapporti di copertura che utilizzano il cross currency interest rate swap come strumento di copertura, la Società separa i basis spread della valuta estera, nella designazione del derivato di copertura, e li rileva nel Conto economico complessivo (OCI) nella riserva costi di hedging.

Con specifico riferimento alle coperture di cash flow hedge del rischio di prezzo delle commodity, allo scopo di migliorare la coerenza delle stesse alla strategia di risk management, la Società applica un approccio dinamico di hedge accounting basato su specifici requisiti di liquidità (c.d. "Liquidity Based Approach").

Tale approccio richiede di designare le coperture mediante l'utilizzo dei derivati più liquidi disponibili sul mercato e di sostituirli con altri, più efficaci nella copertura del rischio in oggetto.

Coerentemente con la strategia di risk management, il Liquidity Based Approach consente il roll-over di un derivato attraverso la sostituzione dello stesso con un nuovo derivato, non solo in caso di scadenza, ma anche nel corso della relazione di copertura, se e solo se il nuovo derivato soddisfa entrambi i seguenti requisiti:

- rappresenta una best proxy rispetto al vecchio derivato, in termini di ranking;
- soddisfa specifici requisiti di liquidità.

Il soddisfacimento dei predetti requisiti è verificato trimestralmente.

Alla data del roll-over, la relazione di copertura viene discontinuata. Pertanto, a partire da tale data, le variazioni di fair value efficaci del nuovo derivato dovranno essere rilevate in contropartita al patrimonio netto (*i.e.* riserva di cash flow hedge), mentre le variazioni di fair value del vecchio derivato dovranno essere rilevate a Conto economico.

Attualmente la Società utilizza tali relazioni di copertura al fine di minimizzare la volatilità del Conto economico. L'impatto degli strumenti di copertura nel bilancio è il seguente:

Milioni di euro	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Al 31 dicembre 2018			
Interest rate swap	1.440	(159)	(159)
Cross currency interest rate swap	4.856	(650)	(650)
Al 31 dicembre 2017			
Interest rate swap	390	(135)	(135)
Cross currency interest rate swap	4.828	(691)	(691)

L'impatto degli elementi coperti nel bilancio è il seguente:

Milioni di euro	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging
	2018			2017		
Finanziamenti a tasso variabile	159	(159)	-	136	(135)	-
Finanziamenti a tasso fisso in valuta estera	649	(596)	(53)	679	(609)	(70)
Finanziamenti a tasso variabile in valuta estera	1	(2)	1	11	(12)	-
Totale	809	(757)	(52)	826	(756)	(70)

Nella tabella seguente si evidenzia l'effetto della copertura di cash flow hedge nel Conto economico e in OCI:

Milioni di euro	Costi di hedging	Variazioni lorde del fair value rilevate a patrimonio netto	Variazioni lorde del fair value a Conto economico	Variazioni lorde del fair value a Conto economico -Inefficacia	Costi di hedging	Variazioni lorde del fair value rilevate a patrimonio netto	Variazioni lorde del fair value a Conto economico	Variazioni lorde del fair value a Conto economico -Inefficacia
	al 31.12.2018				al 31.12.2017			
Copertura dei tassi di interesse	-	(38)	11	-	-	3	8	-
Copertura del tasso di cambio	17	39	(55)	-	48	(252)	224	-
Derivati di hedging	17	1	(44)	-	48	(249)	232	-



La seguente tabella riporta l'impatto dei derivati di cash flow hedge su equity nel periodo, al lordo dell'impatto fiscale:

Milioni di euro	Totale utile/ (perdita) rilevato a OCI	Inefficacia rilevata a Conto economico	Voce di Conto economico nel prospetto dell'utile/ perdita	Costi di hedging	Importo riclassificato da OCI a Conto economico	Voce nel Conto economico di profitto o perdita
Al 31 dicembre 2018						
Finanziamenti a tasso variabile	(38)	-	-	-	11	oneri finanziari
Finanziamenti a tasso fisso in valuta estera	29	-	-	17	50	proventi finanziari
Finanziamenti a tasso variabile in valuta estera	10	-	-	-	5	proventi finanziari
Totale al 31 dicembre 2018	1	-	-	17	-	
Al 31 dicembre 2017						
Finanziamenti a tasso variabile	3	-	-	-	8	oneri finanziari
Finanziamenti a tasso fisso in valuta estera	(263)	-	-	48	215	oneri finanziari
Finanziamenti a tasso variabile in valuta estera	11	-	-	-	9	oneri finanziari
Totale al 31 dicembre 2017	(249)	-	-	48	-	

Fair value hedge

Il fair value hedge è utilizzato dal Gruppo per la copertura delle variazioni 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 dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio coperto.

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 non utilizza tali relazioni di copertura.

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 2018 e al 31 dicembre 2017 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	(159)	1.440	(135)	390
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso fisso	-	-	15	800
Totale		(159)	1.440	(120)	1.190

Gli interest rate swap in essere a fine esercizio e designati come strumenti di copertura presentano una relazione di co-

pertura di cash flow hedge con l'elemento coperto. I derivati di cash flow hedge sono relativi principalmente alla copertu-

ra 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 2018 e al 31 dicembre 2017, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati di cash flow hedge:	-	-	-	-	1.440	390	(159)	(135)
- interest rate swap	-	-	-	-	1.440	390	(159)	(135)
Derivati di fair value hedge:	-	800	-	15	-	-	-	-
- interest rate swap	-	800	-	15	-	-	-	-
Totale derivati su tasso di interesse	-	800	-	15	1.440	390	(159)	(135)

Al 31 dicembre 2018 gli interest rate swap presentano un valore nozionale pari a 1.440 milioni di euro (1.190 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e un fair value complessivamente negativo pari a 159 milioni di euro (negativo per 120 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Il peggioramento del fair value dei derivati rispetto al precedente esercizio è dovuto principalmente alla riduzione generalizzata della curva nel tratto a medio-lungo termine dei tassi di interesse verificatasi nel corso del 2018.

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 al 31.12.2018	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		2019	2020	2021	2022	2023	Oltre
Derivati CFH su tasso di interesse:							
- fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
- fair value negativo	(159)	(15)	(14)	(14)	(10)	(23)	(95)

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		
	2018	2017
Saldo di apertura al 1° gennaio	(98)	(110)
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	(38)	-
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Recycling	11	12
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Inefficacia	-	-
Saldo di chiusura al 31 dicembre	(125)	(98)





33.1.2 Rischio di tasso di cambio

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value delle transazioni in essere al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso fisso	(649)	4.658	(679)	4.639
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso variabile	(1)	198	(12)	189
Totale		(650)	4.856	(691)	4.828

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 2018 e al 31 dicembre 2017, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati di cash flow hedge:	2.365	2.327	482	501	2.491	2.501	(1.132)	(1.192)
- forward	-	-	-	-	-	-	-	-
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
- cross currency interest rate swap	2.365	2.327	482	501	2.491	2.501	(1.132)	(1.192)
Totale derivati su tasso di cambio	2.365	2.327	482	501	2.491	2.501	(1.132)	(1.192)

Al 31 dicembre 2018 i cross currency interest rate swap presentano un valore nozionale pari a 4.856 milioni di euro (4.828 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e un fair value complessivamente negativo pari a 650 milioni di euro (negativo per 691 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

La variazione del valore nozionale e del relativo fair value dei derivati risente principalmente dell'apprezzamento del cam-

bio dell'euro rispetto alla sterlina inglese e del deprezzamento del cambio dell'euro rispetto al dollaro statunitense.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi						
		al 31.12.2018	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre
Derivati CFH su tasso di cambio:								
- fair value positivo	482	86	51	51	50	204	307	
- fair value negativo	(1.132)	(245)	(52)	(79)	(37)	(36)	(655)	

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

	2018		2017	
	Variazioni riserva di hedging	Costi di hedging	Variazioni riserva di hedging	Costi di hedging
Saldo di apertura al 1° gennaio	(236)	(70)	(208)	(118)
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	39	17	(252)	48
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Recycling	(55)	-	224	-
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Inefficacia	-	-	-	-
Saldo di chiusura al 31 dicembre	(252)	(53)	(236)	(70)

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 2018 e al 31 dicembre 2017 per ciascun tipo di rischio.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati FVTPL sul rischio di tasso di interesse:	4.661	9.635	304	405	4.799	9.774	(368)	(473)
- interest rate swap	4.661	9.635	304	405	4.799	9.774	(368)	(473)
Derivati FVTPL sul rischio di tasso di cambio:	3.638	8.052	88	645	3.750	8.057	(91)	(645)
- forward	3.434	2.702	83	123	3.546	2.708	(84)	(122)
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
- cross currency interest rate swap	204	5.350	5	522	204	5.349	(7)	(523)
Totale derivati FVTPL	8.299	17.687	392	1.050	8.549	17.831	(459)	(1.118)

Al 31 dicembre 2018 i derivati al fair value through profit or loss su tassi di interesse e cambi presentano un valore nozionale complessivamente pari a 16.848 milioni di euro (35.518 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e un fair value complessivamente negativo pari a 67 milioni di euro (negativo per 68 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Gli interest rate swap in essere a fine esercizio, pari a 9.460 milioni di euro, sono relativi, principalmente, a operazioni di copertura dell'indebitamento delle società del Gruppo verso il mercato per 4.799 milioni di euro e intermedie con le società stesse per 4.661 milioni di euro.

Il valore nozionale complessivo evidenzia una riduzione, rispetto al precedente esercizio, pari a 9.949 milioni di euro. In particolare, si rileva che la riduzione delle operazioni ver-

so mercato per 4.975 milioni di euro, rispetto al precedente esercizio, è imputabile principalmente ai seguenti fenomeni:

- 1.250 milioni di euro relativi alla chiusura anticipata di interest rate swap di pre-hedge a fronte dell'emissione del green bond;
- 3.900 milioni di euro relativi alla novazione di interest rate swap da Enel SpA a Enel Finance International;
- 233 milioni di euro a fronte di interest rate swap giunti a naturale scadenza o ridotti per effetto delle quote di ammortamento;
- 753 milioni di euro relativi a nuovi interest rate swap.

I contratti forward verso il mercato, per un ammontare nozionale di 3.434 milioni di euro (2.702 milioni di euro al 31 dicembre 2017), 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 intermedie 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.

Il cross currency interest rate swap, per un ammontare no-

zionale di 204 milioni di euro (5.350 milioni di euro al 31 dicembre 2017), si riferiscono alle operazioni di copertura del rischio cambio dell'indebitamento delle società del Gruppo, denominato in valuta diversa dall'euro, e intermedie in modo speculare con il mercato. La riduzione del valore nozionale dei cross currency interest rate swap, pari a 5.146 milioni di euro, è dovuta principalmente alla novazione di cross currency interest rate swap da Enel SpA a Enel finance International per un ammontare di 4.768 milioni di euro e a cross currency interest rate swap giunti a naturale scadenza per un ammontare di 384 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 principi contabili internazionali.

Il fair value rappresenta il valore stimato di scambio che si percepirebbe per la vendita di un'attività finanziaria o si riceverebbe per l'acquisto di una passività finanziaria. La sua stima migliore è il prezzo di mercato, ossia il suo prezzo corrente, pubblicamente disponibile ed effettivamente negoziato su un mercato liquido e attivo.

Il fair value delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del fair value che prevede tre livelli, definiti come segue, in base agli input e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il fair value:

- Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche 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) aggiornando i flussi di cassa attesi in base alle curve dei tassi di interesse e convertendo in euro gli importi espressi in divise diverse dall'euro utilizzando i tassi di cambio forniti da World Markets Reuters (WMR) Company. Per i contratti relativi a commodity, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercato sia regolamentati sia non regolamentati.

In conformità con i nuovi principi contabili internazionali, il Gruppo ha introdotto nel corso del 2013 la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value per la corrispondente misura del rischio controparte. In particolare, il Gruppo misura il CVA/DVA utilizzando la tecnica di valutazione basata sulla Potential Future Exposure dell'esposizione netta di controparte e allocando,

successivamente, l'aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Tale tecnica si avvale unicamente di input osservabili sul mercato. Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato in bilancio per tali strumenti.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato).

Gli ammontari espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio ufficiali di

fine periodo forniti da World Markets Reuters (WMR) Company.

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 31.12.2018	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2018	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati									
Cash flow hedge:									
- sul rischio di tasso di cambio	33	468	-	468	-	14	-	14	-
Totale cash flow hedge		468	-	468	-	14	-	14	-
Fair value hedge:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale fair value hedge		-	-	-	-	-	-	-	-
Fair value through profit or loss:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	304	-	304	-	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	21	-	21	-	67	-	67	-
- altro		-	-	-	-	11	-	11	-
Totale fair value through profit or loss		325	-	325	-	78	-	78	-
TOTALE		793	-	793	-	92	-	92	-





34.2 Passività valutate 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 31.12.2018	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2018	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati									
Cash flow hedge:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	159	-	159	-	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	912	-	912	-	221	-	221	-
Totale cash flow hedge		1.071	-	1.071	-	221	-	221	-
Fair value through profit or loss:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	302	-	302	-	66	-	66	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	22	-	22	-	68	-	68	-
Totale fair value through profit or loss		324	-	324	-	134	-	134	-
TOTALE		1.395	-	1.395	-	355	-	355	-

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 31.12.2018	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Obbligazioni:					
- tasso fisso	31.2.1	8.561	8.561	-	-
- tasso variabile	31.2.1	1.141	70	1.071	-
Totale obbligazioni		9.702	8.631	1.071	-
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso		-	-	-	-
- tasso variabile	31.2.1	1.045	-	1.045	-
Totale finanziamenti bancari		1.045	-	1.045	-
Finanziamenti da società del Gruppo:					
- tasso fisso	31.2.1	2.596	-	2.596	-
- tasso variabile	31.2.1	1.895	-	1.895	-
Totale finanziamenti da società del Gruppo		4.491	-	4.491	-
TOTALE		15.238	8.631	6.607	-

35. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali e dalle disposizioni CONSOB emanate in materia.

Le operazioni compiute da Enel SpA con società controllate riguardano principalmente le prestazioni di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari, la copertura di rischi assicurativi, l'attività di assistenza in materia di organizzazione e gestione del personale, legale e societaria, nonché l'indirizzo e il coordinamento delle attività amministrative e fiscali.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono effettuate nell'interesse della Società e sono regolate a condizione di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate tra due parti indipendenti.

Si ricorda infine che, nell'ambito delle regole di Corporate Governance di cui si è dotato il Gruppo Enel, descritte dettagliatamente nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com), sono state previste le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo <https://www.enel.com/it/investors1/statuto-regolamenti-e-politiche/disciplina-delle-operazioni-con-parti-correlate>) 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 2018 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 2018

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2018	al 31.12.2018	2018		2018	
Imprese controllate						
Codensa SA ESP	-	1	-	-	-	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Perú SAA	5	-	-	-	-	-
Enel Américas SA	37	-	-	-	-	2
Enel Chile SA	26	-	-	-	-	1
Enel Distribución Perú SAA	5	-	-	-	-	1
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	24	-	-	-	-	-
Enel X Srl	-	5	-	1	-	-
Enel X Italia SpA	-	6	-	-	-	-
Endesa Distribución Eléctrica SL	21	3	-	2	-	(5)
Endesa Generación SA	(2)	1	-	1	-	(1)
Endesa Ingeniería SLU	-	1	-	1	-	-
Endesa Red SA	1	-	-	-	-	1
Endesa SA	3	3	-	1	-	1
E-Distribuție Banat SA	4	-	-	-	-	-
E-Distribuție Dobrogea SA	3	-	-	-	-	-
E-Distribuție Muntenia SA	8	-	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	90	111	-	-	-	8
Enel Distribución Chile SA	2	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	6	47	-	-	-	5
Enel Iberia Srl	1	4	-	3	-	-
Enel Green Power Chile Ltda	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Romania Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	9	32	-	-	-	9
Enel Green Power España SL	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power North America Inc.	1	-	-	-	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	2	-	2	-	-
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	5	3	-	3	-	2
Enel Global Thermal Generation Srl	2	-	-	-	-	1
Enel Russia PJSC	11	-	-	1	-	3
Enel Produzione SpA	44	46	-	-	-	2
Enel Romania Srl	5	1	-	-	-	1
Enel Italia Srl	24	21	-	61	-	7
Servizio Elettrico Nazionale SpA	2	46	-	-	-	2
Enel Sole Srl	4	3	-	-	-	(1)
Enel Green Power North America Inc.	1	2	-	-	-	-
Enel Global Trading SpA	2	26	-	-	-	-
Enel_Factor SpA	-	-	-	-	-	-
Endesa Energia SA	2	1	-	1	-	-
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	1	-	-	-	-	(1)
OpEn Fiber SpA	4	-	-	-	-	4
RusEnergosbyt LLC	-	-	-	-	-	1
Enel Green Power Hellas SA	2	-	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	-	1	-	1	-	-
Vektör Enerji Üretim AŞ	8	-	-	-	-	-
Totale	386	367	-	78	-	48
Altre parti correlate						
Eni	-	-	-	1	-	-
GSE	1	1	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	2
Monte dei Paschi di Siena	-	1	-	1	-	-
Totale	2	2	-	2	-	2
TOTALE GENERALE	388	369	-	80	-	50

Esercizio 2017

Milioni di euro	Crediti al 31.12.2017	Debiti al 31.12.2017	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
			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-Distribuție Banat SA	4	-	-	-	-	1
E-Distribuție Dobrogea SA	4	-	-	-	-	1
E-Distribuție 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 Energia 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





Rapporti finanziari

Esercizio 2018

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
	al 31.12.2018			2018		
Imprese controllate						
Concert Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	162
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	157
e-distribuzione SpA	121	370	4.343	23	69	949
Enel X Srl	58	-	-	-	-	-
Enel Global Thermal Generation Srl	12	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	8	1.504	1.912	-	8	792
Enel Iberia Srl	1	-	-	-	1	486
Enel Finance International NV	164	6.095	33.377	802	240	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	47	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	23	-	3.086	-	23	-
Enel Green Power North America Inc.	13	-	6.787	-	12	-
Enel Green Power Colombia SAS	-	-	48	-	-	-
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	8	-	-	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	-	-	12	-	-	-
Enel Green Power Romania Srl	-	-	36	-	-	-
Enel Green Power SpA	59	245	1.724	60	97	557
Enel Green Power Perú SA	6	-	271	1	8	-
Enel Green Power RUS LLC	-	-	50	-	-	-
Enel Green Power South Africa	-	-	1.113	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Investment Holding BV	1	-	-	-	-	66
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	17	-	1	-	-	2
Enel Produzione SpA	64	466	1.998	55	35	229
Enel Italia Srl	2	29	236	3	3	16
Servizio Elettrico Nazionale SpA	122	-	1.217	-	7	100
Enel Sole Srl	1	51	321	-	1	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	7	-	-	-
Enel Global Trading SpA	89	54	1.614	174	95	-
Enel.Factor SpA	-	-	-	-	-	2
Enel Innovation Hubs Srl	-	21	1	-	-	-
Enel.si Srl	15	-	21	-	1	-
Enelpower SpA	-	35	-	-	-	-
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	11	-	-	-	11	-
Nuove Energie Srl	27	-	86	-	1	-
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	38	-	3.015	-	36	-
OpEn Fiber SpA	127	-	36	-	2	-
RusEnergoSbyt LLC	-	-	-	-	-	37
Enel Green Power Panama SA	-	-	8	-	-	-
Enel X Italia SpA	-	13	3	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	55	53	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	105	-	-	-
Enel X International Srl	-	19	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	-	-	20	-	-	-
Generadora de Montecristo SA	-	-	8	-	-	-
Parque Eólico Pampa SA	2	-	22	-	2	-
Tynemouth Energy Storage Limited	-	-	11	-	-	-
Totale	981	8.960	61.597	1.118	652	3.555
Altre parti correlate						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Totale	-	-	-	-	-	1
TOTALE GENERALE	981	8.960	61.597	1.118	652	3.556

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





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 31.12.2018			al 31.12.2017		
Attività						
Derivati - non correnti	793	306	38,6%	1.456	912	62,6%
Altre attività finanziarie non correnti	136	125	91,9%	16	-	-
Altre attività non correnti	134	125	93,3%	148	139	93,9%
Crediti commerciali	191	189	99,0%	237	228	96,2%
Derivati - correnti	92	14	15,2%	111	98	88,3%
Altre attività finanziarie correnti	1.860	536	28,8%	4.350	2.185	50,2%
Altre attività correnti	268	74	27,6%	453	435	96,0%
Passività						
Finanziamenti a lungo termine	13.397	4.141	30,9%	10.780	1.200	11,1%
Derivati - non correnti	1.395	20	1,4%	2.270	28	1,2%
Altre passività non correnti	12	9	75,0%	12	9	75,0%
Finanziamenti a breve termine	5.001	4.715	94,3%	5.397	4.896	90,7%
Debiti commerciali	82	43	52,4%	137	74	54,0%
Derivati - correnti	355	53	14,9%	176	13	7,4%
Altre passività finanziarie correnti	276	31	11,2%	465	29	6,2%
Altre passività correnti	2.029	317	15,6%	2.065	428	20,7%

Incidenza sul risultato economico

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2018			2017		
Ricavi	53	50	94,3%	133	130	97,7%
Servizi e altri costi operativi	275	79	28,7%	359	84	23,4%
Proventi da partecipazioni	3.567	3.556	99,7%	3.033	3.032	100,0%
Proventi finanziari da contratti derivati	1.626	437	26,9%	2.683	1.640	61,1%
Altri proventi finanziari	320	215	67,2%	410	157	38,3%
Oneri finanziari da contratti derivati	1.581	1.033	65,3%	2.902	836	28,8%
Altri oneri finanziari	768	85	11,1%	872	72	8,3%

Incidenza sui flussi finanziari

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2018			2017		
Cash flow da attività operativa	3.449	1.613	46,8%	2.465	(2.838)	-
Cash flow da attività di investimento/ disinvestimento	(2.587)	(2.544)	98,4%	(48)	(48)	100,0%
Cash flow da attività di finanziamento	(1.344)	7.274	-	(2.966)	1.485	-50,1%

36. Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125 e 126, della legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da enti e amministrazioni pubbliche italiane, nonché le erogazioni concesse da Enel SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati. L'informativa tiene conto: (i) delle erogazioni ricevute da soggetti pubblici/entità statali italiani; e (ii) delle erogazioni concesse da parte di Enel SpA e delle controllate del Gruppo a soggetti pubblici o privati residenti o stabiliti in Italia.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo superiore a 10.000 euro, effettuate dal medesimo soggetto erogante nel corso del 2018, anche tramite una pluralità di transazioni economiche. Il criterio di rilevazione utilizzato è quello cosiddetto "di cassa".

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3 *quater* del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'art. 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.



Per quanto attiene alle erogazioni concesse, sono di seguito indicate le fattispecie rilevanti.

Euro

Soggetto beneficiario	Importo erogato	Descrizione del contributo versato
Ashoka Italia Onlus	60.000	Erogazione liberale per promuovere la crescita sostenibile nel territorio
European University Institute	100.000	Erogazione liberale a sostegno delle attività di ricerca
Fondazione Centro Studi Enel	100.000	Erogazione liberale a sostegno di progetti di ricerca e di alta formazione
LUISS	61.800	Erogazione liberale a sostegno di borse di studio
Fondazione Teatro del Maggio Musicale	400.000	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2018
Fondazione MAXXI	600.000	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2018
Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	500.000	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2018
Elettrici senza frontiere Onlus	40.000	Erogazione liberale per energia dello sviluppo
Fondazione Teatro alla Scala	600.000	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2018
Organismo per la cooperazione e lo sviluppo economico (OECD)	75.000	Erogazione liberale 2018
Dipartimento della Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno - Polizia di Stato/Servizio Centrale Polizia Stradale	23.000	Donazione di 2 Top Crash al fine di contribuire allo svolgimento delle attività della Polizia Stradale.
Enel X Srl	91.745	Progetto di R&S cofinanziato da risorse della EC e risorse nazionali. Finanziamento ricevuto nel 2017. Quota trasferita a seguito cessione del contratto di finanziamento a Enel X - Progetto Connect
Enel Cuore Onlus	40.000	Quota associativa 2018
CharIN - Charging Interface Initiative e. V.	10.000	Quota associativa 2018
Fondazione Italia Giappone	20.000	Quota associativa 2018
OME - Observatoire Méditerranéen de l'Énergie	63.000	Quota associativa 2018
Global Reporting Initiative	14.000	Quota associativa 2018
WBCSD	72.718	Quota associativa 2018
Open Innovation Corporation	35.752	Quota associativa 2018
A.I.I.A. - Associazione Italiana	10.000	Quota associativa 2018
ANIMA	10.000	Quota associativa 2018
Mind the bridge	120.000	Quota associativa 2018
EU40 ASBL	17.000	Quota associativa 2018
Centre on regulation in Europe	35.000	Quota associativa 2018
ASSONIME	38.315	Quota associativa 2018
EUTC	10.000	Quota associativa 2018
BRUEGEL	50.000	Quota associativa 2018
Bettercoal	70.000	Quota associativa 2018
International Integrated	10.000	Quota associativa 2018
IETA - International Emissions Trading Association	18.663	Quota associativa 2018
Valore D.	15.000	Quota associativa 2018
CSR Europe Asbli	19.750	Quota associativa 2018
Roma Start up	10.000	Quota associativa 2018
Transparency International Italia	20.000	Quota associativa 2018

FSG INC.	63.781	Quota associativa 2018
The European House Ambrosetti	66.000	Quota associativa 2018
The Trilateral Commission	25.000	Quota associativa 2018
ISPI - Istituto Studi di Politica Internazionale	39.000	Quota associativa 2018
Consiglio Cooperazione Economica	25.000	Quota associativa 2018
CEPS - Centre for European Policy Studies	12.000	Quota associativa 2018
CONSIUSA - Consiglio per le Relazioni fra Italia e Stati Uniti	12.500	Quota associativa 2018
Centro Studi Americani	20.000	Quota associativa 2018
Transparency International Italia	20.000	Quota associativa 2018
CONSEL	22.750	Quota associativa 2018
GSEP - Global Sustainable Electricity Partnership	103.204	Quota associativa 2018
Human Foundation	30.000	Quota associativa 2018
Open Innovation Corporation	25.794	Quota associativa 2018
Foundation for the global compact	51.624	Quota associativa 2018
Innovation Roundtable ApS	11.000	Quota associativa 2018
KIC INNOENERGY IBERIA	39.975	Quota associativa 2018
EMF Trading - Ellen Macarthur Foundation	39.375	Quota associativa 2018
ICC ITALIA	13.405	Quota associativa 2018
Business Europe	18.150	Quota associativa 2018
Totale erogazioni effettuate	3.999.300	



37. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Fideiussioni e garanzie prestate a:			
- terzi	25	36	(11)
- imprese controllate	61.597	52.752	8.845
Totale	61.622	52.788	8.834

Le fideiussioni prestate a terzi riguardano sostanzialmente una fidejussione bancaria a favore del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) di 25 milioni di euro acquisita a seguito della fusione per incorporazione di Enel South America in Enel SpA.

Le altre fideiussioni e garanzie rilasciate nell'interesse di società controllate si riferiscono:

- per 31.923 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura di emissioni obbligazionarie sui mercati europei e internazionali;
- per 15.216 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse delle diverse società del perimetro Enel Green Power per lo sviluppo di nuovi progetti in linea con il piano industriale;
- per 3.344 milioni di euro alle garanzie rilasciate alla BEI (Banca Europea per gli Investimenti), per finanziamenti concessi a e-distribuzione, Enel Produzione, Enel Green Power, Enel Green Power Perú, Enel Sole ed Enel X Mobility;
- per 1.472 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 Global Trading, Enel Produzione, Enelpower, Nuove Energie, Enel.si, Enel Green Power, Enel Sole ed Enel X Italia;
- per 1.454 milioni di euro a 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 973 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 597 milioni di euro a garanzie rilasciate a Terna nell'interesse di e-distribuzione, Enel Global Trading, Enel Produzione, Enel Energia ed Enel X Italia relative alle "Convenzioni per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica";
- per 302 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di Snam Rete Gas nell'interesse di Enel Global Trading e di Enel.si per "capacità di trasporto gas";
- per 300 milioni di euro a controgaranzie rilasciate in favore delle banche che hanno garantito il Gestore dei Mercati Energetici, nell'interesse di Enel Global Trading e di Enel Produzione;
- per 50 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di RWE Supply & Trading GmbH e nell'interesse di Enel Global Trading per "acquisti di energia elettrica";
- per 50 milioni di euro a una garanzia rilasciata a E.ON nell'interesse di Enel Global Trading 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 Global Trading per "forniture di gas";
- per 38 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 3.288 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 2017, 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 particolare, Enel Finance International in data 9 gennaio

2018 ha collocato il sul mercato europeo il suo secondo green bond, per complessivi 1.250 milioni di euro, destinato a investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata dalla stessa Enel SpA, e in data 12 settembre 2018 ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali un'emissione obbligazionaria multi-tranche, garantita da Enel e destinata a investitori istituzionali per un totale di 4 miliardi

di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo di circa 3.500 milioni di euro.

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.

38. Attività e passività potenziali

Con riferimento alle attività e passività potenziali si rinvia a quanto indicato nella nota 52 del Bilancio consolidato.

39. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Con riferimento agli altri fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio si rinvia a quanto indicato nella nota 53 del Bilancio consolidato.



40. Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 duodecies del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2018 riconosciuti – da Enel SpA e dalle sue controllate al 31 dicembre 2018 – alla Società di revisione e alle entità appartenenti al suo net-

work 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	0,6
	- entità della rete EY	-
Servizi di attestazione	di cui:	
	- EY SpA	0,8
	- entità della rete EY	-
Altri servizi	di cui:	
	- EY SpA	-
	- entità della rete EY	-
Totale		1,4
Società controllate da Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- EY SpA	2,8
	- entità della rete EY	10,3
Servizi di attestazione	di cui:	
	- EY SpA	1,3
	- entità della rete EY	1,9
Altri servizi	di cui:	
	- EY SpA	0,4
	- entità della rete EY	0,3
Totale		17,0
TOTALE		18,4

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



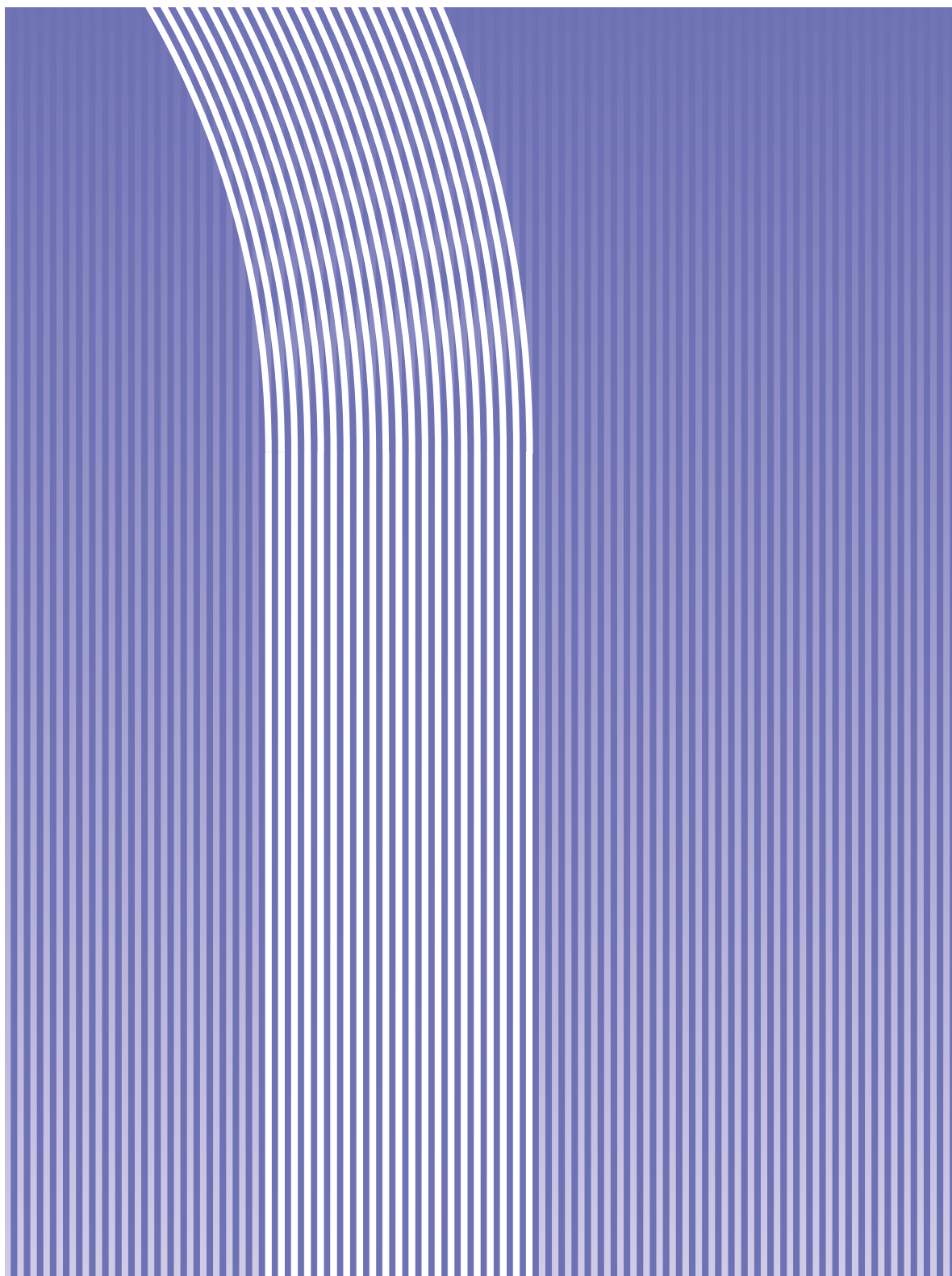
Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2018, ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81 ter del Regolamento 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 applicazionedelle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio di Enel SpA nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2018 e il 31 dicembre 2018.
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 2018:
 - 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 2018 e che correda il Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2018, 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, 21 marzo 2019

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione dei documenti
contabili societari di Enel SpA



PAGINA BIANCA



180150086250