

e Grecia e a impianti solari negli Stati Uniti, in Brasile e in Spagna. Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 3.874 milioni di euro e risultano in incremento di 784 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente e sono da riferire prevalentemente al miglioramento della qualità del servizio in Italia e Brasile e alla realizzazione degli smart meter per 730 milioni di euro.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2019 si riferiscono principalmente all'acquisizione del controllo di alcune società di EGPNA REP, joint venture detenuta al 50% da EGPNA (ora ridenominata Enel North America) e per il restante 50% da General Electric Capital's Energy Financial Services, precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto (1.033 milioni di euro), e all'acquisizione di Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili negli Stati Uniti, e di YouSave.

Gli impairment sono riferiti principalmente all'adeguamento dei valori di iscrizione di alcuni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia.

In particolare, in Cile sono stati effettuati adeguamenti di valore di due impianti anche a seguito dell'accordo raggiunto con il Governo cileno sulla loro dismissione anticipata e, in Russia, dell'impianto a carbone di Reftinskaya in ragione della cessione. In Spagna, nel corso del terzo trimestre 2019, il peggioramento dello scenario di riferimento relativo all'andamento del prezzo delle

commodity e al funzionamento del mercato delle emissioni di CO<sub>2</sub> ha compromesso la competitività degli impianti a carbone. In Italia, oltre a un peggioramento dello scenario, l'attuazione della nuova disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità della capacità produttiva (Capacity Market) ha ristretto l'ambito d'applicazione futura per gli impianti a più elevate emissioni di CO<sub>2</sub>, prevedendo l'estromissione della tecnologia a carbone dal mercato elettrico. Per tali motivi il valore contabile di taluni impianti a carbone in Italia e in Spagna, comprensivo dei relativi oneri di smantellamento, è stato svalutato per complessivi 3.527 milioni di euro.

Tali impatti sono stati in parte compensati dal ripristino di impairment sugli impianti a gas in Italia per 265 milioni di euro a esito degli impairment test.

La "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" è da riferirsi principalmente all'impianto di Reftinskaya GRES, venduto da Enel Russia a JSC Kuzbassenergo nell'ultimo trimestre 2019.

Gli "Altri movimenti" includono l'accantonamento degli oneri smantellamento e ripristino impianti in Italia e Spagna per 825 milioni di euro riferito prevalentemente agli impianti a carbone, gli effetti dello IAS 29 sugli impianti, immobili e macchinari per un valore complessivo di 462 milioni di euro, nonché l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati per 159 milioni di euro (77 milioni di euro nel 2018) dettagliati nella tabella seguente.

Milioni di euro

	2019	Tasso %	2018	Tasso %	2019-2018	
Enel Green Power SpA	4	1,2%	4	1,7%	-	-
Enel Green Power Brasile	16	5,8%	19	0,9%	(3)	-15,8%
Enel Green Power North America	16	0,2%	9	0,5%	7	77,8%
Enel Green Power México	36	7,0%	3	5,2%	33	-
Enel Green Power South Africa	17	6,4%	6	6,3%	11	-
Gruppo Enel Américas	14	8,3%	16	8,5%	(2)	-12,5%
Gruppo Enel Chile	12	8,0%	9	7,7%	3	33,3%
Gruppo Endesa	3	1,8%	4	1,9%	(1)	-25,0%
Gruppo Enel Green Power España	3	1,8%	-	-	3	-
Gruppo Enel Russia	5	9,1%	-	-	5	-
Gruppo Enel Green Power India	3	7,5%	-	-	3	-
Enel Produzione	9	4,8%	7	4,8%	2	28,6%
Enel Finance International	21	1,6%	-	-	21	-
<b>Totale</b>	<b>159</b>		<b>77</b>		<b>82</b>	<b>-</b>

Al 31 dicembre 2019, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 763 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	Totale	Totale
							riconosciuto tra le attività da contratti con clienti al 31.12.2019	riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2019	riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2019
Enel Distribuição Rio	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1997-2026	7 anni	Si	134	800	641
Enel Distribuição Ceará	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	9 anni	Si	61	525	591
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	27 anni	No	-	6	-
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	27 anni	No	-	30	-
Celg Distribuição	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	2015-2045	26 anni	No	99	33	491
Enel Green Power Volta Grande	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2017-2047	28 anni	No	-	316	-
Enel Distribuição São Paulo	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	9 anni	No	185	1.003	893
<b>Totale</b>							<b>479</b>	<b>2.714</b>	<b>2.616</b>

Il valore dei beni al termine della concessione, classificati tra le attività finanziarie, è valutato al fair value. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 47 “Attività misurate al fair value”.

## 18. Leasing

Gli effetti al 1° gennaio 2019 per l'applicazione dell'IFRS 16 sugli impianti, immobili e macchinari ammontano a 1.370 milioni

di euro. Nella seguente tabella viene esposta la movimentazione del diritto d'uso nel corso del 2019.

Milioni di euro

	Terreni in leasing	Fabbricati in leasing	Impianti in leasing	Altri beni in leasing	Totale
<b>Totale al 31 dicembre 2018</b>	<b>10</b>	<b>36</b>	<b>518</b>	<b>150</b>	<b>714</b>
IFRS 16 al 1° gennaio 2019	520	679	-	171	1.370
Differenza cambi	4	-	5	-	9
Ammortamento	(23)	(124)	(30)	(83)	(260)
Altri movimenti	34	10	(5)	129	168
<b>Totale al 31 dicembre 2019</b>	<b>545</b>	<b>601</b>	<b>488</b>	<b>367</b>	<b>2.001</b>

Le passività di leasing e i loro movimenti durante l'anno sono riportati nella tabella che segue.

Milioni di euro	
<b>Totale al 31 dicembre 2018</b>	<b>657</b>
IFRS 16 al 1° gennaio 2019	1.370
Incrementi	224
Pagamenti	(212)
Altri movimenti	(75)
<b>Totale al 31.12.2019</b>	<b>1.964</b>
<i>di cui a medio lungo termine</i>	<i>1.689</i>
<i>di cui a breve termine</i>	<i>275</i>

Milioni di euro		2019
Ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo		260
Interessi passivi sulle passività del leasing		57
Costi relativi a leasing a breve termine (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)		50
Costi relativi a leasing di attività di modesto valore (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)		4
Costi relativi ai pagamenti variabili dovuti per leasing (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)		9
<b>Totale</b>		<b>380</b>

## 19. Investimenti immobiliari - Euro 112 milioni

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2019 ammontano a 112 milioni di euro e presentano un decremento pari a 23 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Milioni di euro	
Costo storico al netto degli impairment cumulati	179
Fondo ammortamento	44
<b>Consistenza al 31.12.2018</b>	<b>135</b>
Ammortamenti	(3)
Impairment	(24)
Altri movimenti	4
<b>Totale variazioni</b>	<b>(23)</b>
Costo storico al netto degli impairment cumulati	157
Fondo ammortamento	45
<b>Consistenza al 31.12.2019</b>	<b>112</b>

Gli investimenti immobiliari del Gruppo sono rappresentati da immobili siti in Italia, Spagna, Brasile 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 investi-

menti immobiliari o per riparazioni, manutenzioni o migliorie. La variazione dell'esercizio è prevalentemente dovuta alle perdite di valore di alcuni asset di Enel Italia.

Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda ai paragrafi 47 "Attività misurate al fair value" e 47.1 "Attività con indicazione del fair value".

## 20. Attività immateriali - Euro 19.089 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativa all'esercizio 2019 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	Migliorie su attività immater. di terzi	Immobil. in corso e acconti	Contract cost	Totale
Costo storico al netto degli impairment cumulati	42	2.352	15.246	6.899	3.294	-	985	986	29.804
Fondo ammortamento	19	1.987	1.705	4.119	2.479	-	-	481	10.790
<b>Consistenza al 31.12.2018</b>	<b>23</b>	<b>365</b>	<b>13.541</b>	<b>2.780</b>	<b>815</b>	<b>-</b>	<b>985</b>	<b>505</b>	<b>19.014</b>
Investimenti	1	120	1	-	46	-	562	293	1.023
Passaggi in esercizio	12	306	6	-	255	-	(579)	-	-
Differenze di cambio	-	(4)	(104)	(45)	(2)	-	(18)	-	(173)
Variazioni perimetro di consolidamento	4	1	1	-	50	7	144	-	207
Dismissioni	-	-	-	(14)	-	-	(1)	1	(14)
Ammortamenti	(4)	(226)	(206)	(373)	(283)	-	-	(187)	(1.279)
Impairment	-	(2)	(1)	-	(82)	-	(3)	(1)	(89)
Ripristini di valore	-	-	4	-	-	-	-	-	4
Altri movimenti	(13)	22	4	269	146	-	(18)	(2)	408
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	-	-	-	-	(12)	-	(12)
<b>Totale variazioni</b>	<b>-</b>	<b>217</b>	<b>(295)</b>	<b>(163)</b>	<b>130</b>	<b>7</b>	<b>75</b>	<b>104</b>	<b>75</b>
Costo storico al netto degli impairment cumulati	46	2.767	15.083	6.987	3.747	10	1.060	1.275	30.975
Fondo ammortamento	23	2.185	1.837	4.370	2.802	3	-	666	11.886
<b>Consistenza al 31.12.2019</b>	<b>23</b>	<b>582</b>	<b>13.246</b>	<b>2.617</b>	<b>945</b>	<b>7</b>	<b>1.060</b>	<b>609</b>	<b>19.089</b>

Nel corso dell'esercizio 2019 le attività immateriali hanno registrato un incremento netto di 75 milioni di euro. Gli incrementi sono riconducibili prevalentemente alla capitalizzazione dei nuovi investimenti del Gruppo in iniziative di digital transformation e ad alcune operazioni di acquisizione di attività industriali a elevato grado di innovazione.

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'incremento registrato nel 2019 (+59%) è dovuto principalmente agli investimenti del Gruppo in iniziative di digital transformation. Tra questi, particolare menzione merita il progetto "Digitaly" (55,5

milioni di euro), rivolto a introdurre tecnologie e applicativi digitali, che ha consentito di semplificare il modello organizzativo e di ridisegnare alcuni processi e modelli operativi chiave, incrementandone l'efficacia e l'efficienza complessive.

La voce accoglie anche il valore dei brevetti, per la sola quota rilevabile secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione.

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 2019.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2019	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	-	1.469	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.433	1.667
Enel Distribución Perú (ex Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Repubblica del Perú	Distribuzione di energia elettrica	Perù	Indefinito	Indefinito	-	638	548
E-Distribuție Muntenia	Ministero dell'Economia rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Romania	2005-2054	34 anni	Sì	131	191

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 9.218 milioni di euro (9.271 milioni di euro al 31 dicembre 2018), riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.678 milioni di euro), Colombia (1.469 milioni di euro), Cile (1.433 milioni di euro) e Perù (638 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 17.

Le "Altre" attività immateriali sono costituite prevalentemente dagli investimenti in applicativi digitali per i quali non è previ-

sto titolo di proprietà o di licenza d'uso, oltre alle customer list acquisite esternamente e ad altre attività immateriali di diversa natura.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2019 si riferiscono principalmente alle società acquisite in Nord America da EGPNA REP.

Gli "Impairment" ammontano nel 2019 a 89 milioni di euro; per ulteriori dettagli si rinvia alla nota 9.e.

Gli "Altri movimenti" includono 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.

## 21. Avviamento - Euro 14.241 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2018			Variaz. perim.	Differ. cambio	Impairment	Offsetting costo storico con fondo impairment	Altri movimenti	al 31.12.2019		
	Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto						Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto
Iberia <sup>(1)</sup>	11.177	(2.392)	8.785	-	-	-	-	-	11.177	(2.392)	<b>8.785</b>
Cile	1.209	-	1.209	-	-	-	-	-	1.209	-	<b>1.209</b>
Argentina	276	-	276	-	-	-	-	-	276	-	<b>276</b>
Perù	561	-	561	-	-	-	-	-	561	-	<b>561</b>
Colombia	530	-	530	-	-	-	-	-	530	-	<b>530</b>
Brasile	1.420	-	1.420	-	(9)	-	-	-	1.411	-	<b>1.411</b>
America Centrale	54	-	54	(13)	1	-	-	-	42	-	<b>42</b>
Enel Green Power North America	106	(11)	95	-	2	(27)	38	-	70	-	<b>70</b>
Enel X North America	328	-	328	-	7	-	-	-	335	-	<b>335</b>
PayTipper <sup>(2)</sup>	-	-	-	19	-	-	-	-	19	-	<b>19</b>
Mercato Italia <sup>(3)</sup>	579	-	579	-	-	-	-	-	579	-	<b>579</b>
Enel Green Power Italia	23	(3)	20	-	-	-	3	-	20	-	<b>20</b>
Romania <sup>(4)</sup>	426	(13)	413	-	(10)	-	-	(2)	414	(13)	<b>401</b>
Tynemouth Energy	3	-	3	-	-	-	-	-	3	-	<b>3</b>
<b>Totale</b>	<b>16.692</b>	<b>(2.419)</b>	<b>14.273</b>	<b>6</b>	<b>(9)</b>	<b>(27)</b>	<b>41</b>	<b>(2)</b>	<b>16.646</b>	<b>(2.405)</b>	<b>14.241</b>

(1) Include Endesa ed Enel Green Power España.

(2) Il valore può essere soggetto a variazione in seguito della finalizzazione del processo di allocazione del prezzo di acquisto. Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota 6.

(3) Include Enel Energia.

(4) Include E-Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia ed Enel Green Power Romania.

Il decremento di 32 milioni di euro dell'avviamento è attribuibile maggiormente alla voce "Impairment" pari a 27 milioni di euro, che si riferisce alla svalutazione dell'impianto eolico di Padoma Wind Power, società del Gruppo Enel Green Power North America.

Le "Differenze cambio" sono dovute principalmente a un cambio sfavorevole in Romania e Brasile, parzialmente compensato dagli effetti positivi del dollaro statunitense.

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.

Nonostante non siano state modificate le CGU rispetto allo scorso esercizio, nell'esercizio corrente i test di impairment sono stati effettuati a livello di segmento operativo interno alla CGU risultante dall'incrocio tra Linee di Business e Paesi/Regioni.

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:

> per il periodo esplicito, dal piano industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo, in data 25 novembre 2019, 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 inte-

## Matrice avviamento

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro	Totale
<b>Italia</b>	-	<b>20</b>	-	<b>579</b>	<b>19</b>	-	-	<b>618</b>
Enel Green Power	-	20	-	-	-	-	-	20
Enel Energia	-	-	-	579	-	-	-	579
Altro	-	-	-	-	19	-	-	19
<b>Iberia</b>	-	<b>1.190</b>	<b>5.788</b>	<b>1.807</b>	-	-	-	<b>8.785</b>
<b>America Latina</b>	<b>44</b>	<b>1.961</b>	<b>2.005</b>	-	-	<b>35</b>	<b>(35)</b>	<b>4.010</b>
Argentina	-	40	236	-	-	-	-	276
Brasile	-	397	1.014	-	-	-	-	1.411
Cile	-	996	213	-	-	-	-	1.209
Colombia	-	307	223	-	-	-	-	530
Perù	43	198	320	-	-	-	-	561
Panama	-	23	-	-	-	-	-	23
<b>Europa e Affari Euro- Mediterranei</b>	<b>3</b>	-	<b>342</b>	<b>59</b>	-	-	-	<b>404</b>
Romania	-	-	342	59	-	-	-	401
Altri Paesi	3	-	-	-	-	-	-	3
<b>Nord America</b>	-	<b>89</b>	-	-	<b>335</b>	-	-	<b>424</b>
Stati Uniti e Canada	-	70	-	-	335	-	-	405
Messico	-	19	-	-	-	-	-	19
<b>Totale</b>	<b>47</b>	<b>3.260</b>	<b>8.135</b>	<b>2.445</b>	<b>354</b>	<b>35</b>	<b>(35)</b>	<b>14.241</b>

resse 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 è pari a cinque anni;

- > per gli anni successivi, tenendo in considerazione le ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa, la vita media utile residua degli asset o la durata delle concessioni.

In particolare, il valore terminale è stimato in base alle specificità dei business relativi alle diverse CGU sottoposte alla procedura di impairment:

- > perpetuità, in riferimento ai business di generazione con tecnologia Large Hydro (LH) e distribuzione, in cui licenze e concessioni presentano scadenze a lungo termine e facilmente rinnovabili; e per i business Enel X, in quanto caratterizzati dallo sviluppo di know-how specifici sostenibili nel lungo termine;
- > rendita annua, nel caso di CGU caratterizzata prevalentemente dal business retail, la cui vita utile residua è pertanto sostanzialmente correlata alla durata media dei rapporti con i clienti; e per i business di generazione termica convenzionale (G&T). È utilizzato, inoltre, in riferimento ai business da fonti rinnovabili (Enel Green Power) per tenere conto (i) del valore derivante dalla vita utile residua degli

impianti e (ii) del valore residuo, nell'ipotesi di dismissione degli impianti, associato ai diritti di concessione, alla competitività dei siti produttivi (in termini di risorsa naturale) e alle interconnessioni di rete.

Il tasso di crescita nominale considerato è 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 viene riportata 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 <sup>(1)</sup>	Tasso di sconto WACC pre-tax <sup>(2)</sup>	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value <sup>(3)</sup>
<b>al 31.12.2019</b>					
Iberia <sup>(4)</sup>	8.785	1,80%	4,59%	5 anni	Perpetuità/26 anni EGP/9 anni G&T
Cile	1.209	2,07%	7,41%	5 anni	Perpetuità/25 anni EGP/9 anni G&T
Argentina	276	6,36%	21,84%	5 anni	Perpetuità/1 anno G&T/4 anni LH
Perù	561	2,39%	7,46%	5 anni	Perpetuità/23 anni EGP/9 anni G&T
Colombia	530	2,97%	9,01%	5 anni	Perpetuità/27 anni EGP/16 anni G&T
Brasile	1.411	3,61%	10,64%	5 anni	Perpetuità/26 anni EGP/7 anni G&T
America Centrale	42	2,01%	9,68%	5 anni	22 anni
Enel Green Power North America	70	2,01%	6,58%	5 anni	24 anni
Enel X North America	335	2,01%	10,89%	5 anni	Perpetuità
Mercato Italia <sup>(5)</sup>	579	0,48%	10,23%	5 anni	15 anni
Enel Green Power Italia	20	1,03%	6,15%	5 anni	Perpetuità/25 anni
Romania <sup>(6)</sup>	401	2,00%	7,27%	5 anni	Perpetuità/17 anni
PayTipper SpA	19	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
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. (G&T = Generation and Trading, EGP = Enel Green Power, LH = Large Hydro).

(4) Include Endesa ed Enel Green Power España.

(5) Include Enel Energia.

(6) Include E-Distribuție Muntenia, Enel Energie Muntenia ed Enel Green Power Romania.

Importo	Tasso di crescita <sup>(1)</sup>	Tasso di sconto WACC pre-tax <sup>(2)</sup>	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value <sup>(3)</sup>
al 31.12.2018				
8.785	1,61%	6,88%	5 anni	Perpetuità/24 anni
1.209	2,63%	7,53%	5 anni	Perpetuità/25 anni
276	7,14%	20,07%	5 anni	Perpetuità
561	3,38%	6,82%	5 anni	Perpetuità/26 anni
530	2,97%	9,30%	5 anni	Perpetuità/28 anni
1.420	4,00%	9,46%	5 anni	Perpetuità/26 anni
54	1,46%	8,98%	5 anni	24 anni
95	2,27%	6,83%	5 anni	25 anni
328	2,27%	10,31%	5 anni	Perpetuità
579	0,73%	10,98%	5 anni	15 anni
20	0,99%	6,65%	5 anni	Perpetuità/23 anni
413	2,37%	6,78%	5 anni	Perpetuità/18 anni
n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Al 31 dicembre 2019 dagli impairment test effettuati sulle CGU e sul livello di segmento operativo interno alla CGU risultante dall'incrocio tra Linee di business e Paesi/Regioni sui

quali risultava allocato un avviamento non sono emerse perdite di valore.

Gruppo Enel

Governance

Strategy &amp; Risk Management

Performance &amp; Metrics

Outlook

Bilancio consolidato

## 22. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 9.112 milioni ed euro 8.314 milioni

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle “Attività per imposte anticipate” e delle “Passività per imposte differite” per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base

delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore, nonché l’ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le passività per imposte differite.

Milioni di euro	Incr./ (Decr.) con imputazione a Conto economico	Incr./ (Decr.) con imputazione a patrimonio netto	Variazioni perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica “Attività possedute per la vendita”	al 31.12.2018	al 31.12.2019
<b>Attività per imposte anticipate:</b>								
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.669	726	(11)	(3)	(1)	(7)	-	2.372
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.726	(119)	(1)	-	(29)	126	-	1.702
- perdite fiscalmente riportabili	508	56	-	-	(5)	(57)	-	502
- valutazione strumenti finanziari	801	37	(60)	-	1	7	-	786
- benefici al personale	869	6	209	-	(10)	12	-	1.086
- altre partite	2.732	(104)	1	1	(1)	35	-	2.664
<b>Totale</b>	<b>8.305</b>	<b>602</b>	<b>138</b>	<b>(2)</b>	<b>(45)</b>	<b>116</b>	-	<b>9.112</b>
<b>Passività per imposte differite:</b>								
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	6.638	(623)	(3)	89	(90)	82	-	6.093
- valutazione strumenti finanziari	403	41	36	-	1	-	-	481
- altre partite	1.609	15	8	9	(16)	115	-	1.740
<b>Totale</b>	<b>8.650</b>	<b>(567)</b>	<b>41</b>	<b>98</b>	<b>(105)</b>	<b>197</b>	-	<b>8.314</b>
<b>Attività per imposte anticipate non compensabili</b>							<b>4.743</b>	
<b>Passività per imposte differite non compensabili</b>							<b>3.054</b>	
<b>Passività per imposte differite nette compensabili</b>							<b>891</b>	

Le “Attività per imposte anticipate” iscritte in bilancio al 31 dicembre 2019, in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari a 9.112 milioni di euro (8.305 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Le imposte anticipate nel corso dell’anno si incrementano di 809 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della fiscalità rilevata a fronte della svalutazione degli impianti a carbone in Italia e Spagna effettuate nel corso del 2019.

Si fa presente che non sono state accertate imposte antici-

pate (per 279 milioni di euro) su perdite fiscali pregresse pari a 965 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 8.314 milioni di euro al 31 dicembre 2019 (8.650 milioni di euro al 31 dicembre 2018), accolgono essenzialmente la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite

in sede di allocazione definitiva del costo delle acquisizioni effettuate nei vari esercizi e la fiscalità differita sulle differenze tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni.

Le imposte differite si decrementano complessivamente di 336 milioni di euro, in particolare per effetto del rilascio di 494

milioni di euro di imposte differite di Enel Distribuição São Paulo a seguito della fusione con Enel Brasil Investimentos Sudeste SA (Enel Sudeste), che ha annullato le differenze tra le basi fiscali e contabili delle attività nette esistenti al momento dell'acquisto di Enel Distribuição São Paulo. Tale decremento è stato in parte compensato dagli effetti dell'iperinflazione.



## 23. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 1.682 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.	Dividendi	Riclassifica da/ ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti	Quota %	
							al 31.12.2018	al 31.12.2019
<b>Società a controllo congiunto</b>								
Slovak Power Holding	497	50,0%	(14)	-	-	21	504	50,0%
EGPNA Renewable Energy Partners	459	50,0%	(76)	(178)	-	(84)	137	20,0%
OpEn Fiber	394	50,0%	(58)	-	-	48	384	50,0%
Zacapa Topco Sàrl	147	21,4%	(7)	(5)	-	(5)	130	20,6%
Società progetto "Kino"	79	20,0%	(21)	-	-	2	60	20,0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	72	43,8%	(7)	-	(6)	-	58	43,8%
Rocky Caney Holding	43	20,0%	4	-	-	(1)	46	20,0%
Drift Sand Wind Project	36	50,0%	3	-	-	(3)	36	50,0%
Front Marítim del Besòs	37	61,4%	-	-	-	-	37	61,4%
Enel Green Power Bungala	40	50,0%	3	-	-	(43)	-	51,0%
Rusenergosbyt	35	49,5%	44	-	(41)	2	40	49,5%
Energie Electricque de Tahaddart	27	32,0%	2	-	(3)	-	26	32,0%
Transmisora Eléctrica de Quillota	12	50,0%	1	-	(5)	(1)	7	50,0%
PowerCrop	-	50,0%	(9)	-	-	9	-	50,0%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	51,0%	-	-	-	-	-	51,0%
Nuclenor	-	50,0%	-	-	-	-	-	50,0%
<b>Società collegate</b>								
CESI	57	42,7%	7	-	-	(3)	61	42,7%
Tecnatom	29	45,0%	1	-	-	-	30	45,0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	10	33,5%	4	-	(3)	-	11	33,5%
Compañía Eólica Tierras Altas	11	37,5%	-	-	(2)	-	9	37,5%
Cogenio Srl	8	20,0%	1	-	-	2	11	20,0%
Altre minori	106		-	-	(15)	4	95	
<b>Totale</b>	<b>2.099</b>		<b>(122)</b>	<b>(183)</b>	<b>(75)</b>	<b>(84)</b>	<b>47</b>	<b>1.682</b>

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'operazione di riacquisto da parte di EGPNA (ora ridenominata Enel North America) di 13 società titolari di sette impianti operativi nel business delle rinnovabili dalla propria partecipata in joint venture, EGPNA REP.

Le variazioni di perimetro fanno, quindi, riferimento prevalentemente all'operazione sopracitata, alla successiva cessione, da parte di EGPNA (ora ridenominata Enel North America), del 30% della partecipazione nella joint venture EGPNA REP che detiene talune società per lo sviluppo di progetti eolici (operazione Athena – che ha comportato una minusvalenza di 25 milioni di euro) e alla riduzione della partecipazione detenuta nella società veicolo Zacapa Topco Sàrl nella quale confluisce il 100% di Ufinet International, operatore wholesale di reti in fibra ottica leader in America Latina.

La riclassifica ad attività possedute per la vendita per 84 milioni di euro fa riferimento alla partecipazione detenuta da EGPNA REP Holding LLC nelle società di progetto che sviluppano progetti idroelettrici.

Negli "Altri movimenti" si riportano *pro quota*, prevalentemente, i movimenti delle riserve OCI o altri movimenti rilevati direttamente a equity. In particolare, i 21 milioni di euro di Slovak Power Holding si riferiscono ai movimenti OCI sui derivati di cash flow hedge, mentre i 48 milioni di euro di OpEn Fiber sono riconducibili a un incremento delle riserve per futuro aumento di capitale da parte dei soci (per 66 milioni di euro) e riserve OCI per derivati di cash flow hedge (-18 milioni di euro). L'impatto negativo di 43 milioni di euro registrato dalle società australiane Enel Green Power Bungala fa riferimento all'adeguamento al fair value dei contratti PPA siglati con i clienti.

Gruppo Enel

Governance

Strategy &amp; Risk Management

Performance &amp; Metrics

Outlook

Bilancio consolidato

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 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
<b>Società a controllo congiunto</b>						
Slovak Power Holding	10.182	9.295	702	922	10.884	10.217
OpEn Fiber	3.070	2.084	421	313	3.491	2.397
Zacapa Topco Sàrl	1.376	1.343	99	81	1.475	1.424
Rusenergosbyt	3	3	144	116	147	119
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	146	203	132	163	278	366
Energie Electrique de Tahaddart	77	91	20	11	97	102
<b>Società collegate</b>						
CESI	198	75	13	68	211	143
Tecnatom	62	51	64	67	126	118
Suministradora Eléctrica de Cádiz	19	6	66	70	85	76
Compañía Eólica Tierras Altas	4	6	23	27	27	33

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
6.385	5.643	755	981	7.140	6.624	3.744	3.593
1.894	1.043	828	565	2.722	1.608	769	789
753	669	73	65	826	734	649	690
-	-	131	112	131	112	16	7
25	72	85	126	110	198	168	168
6	8	8	9	14	17	83	85
21	13	-	55	21	68	190	75
35	29	24	24	59	53	67	65
33	26	20	21	53	47	32	29
2	3	2	2	4	5	23	28

Gruppo Enel

Governance

Strategy &amp; Risk Management

Performance &amp; Metrics

Outlook

Bilancio consolidato

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operations	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
<b>Società a controllo congiunto</b>						
Slovak Power Holding	2.600	2.587	172	205	131	103
OpEn Fiber	186	114	(157)	(162)	(117)	(127)
Zacapa Topco Sàrl	208	91	(22)	(21)	(32)	(25)
Rusenergosbyt	2.548	2.378	111	88	89	70
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	145	234	21	30	14	21
Energie Electrique de Tahaddart	37	35	9	7	6	5
<b>Società collegate</b>						
CESI	111	114	9	11	6	7
Tecnatom	104	97	2	-	2	-
Suministradora Eléctrica de Cádiz	18	10	11	6	11	6
Compañía Eólica Tierras Altas	12	12	2	4	1	3

## 24. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Contratti derivati attivi	1.383	1.005	4.065	3.914
Contratti derivati passivi	2.407	2.609	3.554	4.343

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 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Attività derivanti da contratti con i clienti	487	346	166	135
Passività derivanti da contratti con i clienti	6.301	6.306	1.328	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 (479 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 2019 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 692 milioni di euro.

Le attività derivanti da contratti con i clienti correnti raccolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su

ordinazione (140 milioni di euro) relative a commesse ancora aperte il cui corrispettivo è subordinato all'adempimento di una prestazione contrattuale.

Il valore al 31 dicembre 2019 delle passività derivanti da contratti con i clienti non correnti è da attribuire principalmente alla distribuzione in Italia (3.520 milioni di euro), Spagna (2.364 milioni di euro) e Romania (411 milioni di euro).

Le passività derivanti da contratti con i clienti correnti raccolgono le passività relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica con scadenza entro i 12 mesi per 793 milioni di euro rilevate in Italia e Spagna, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione (504 milioni di euro).