

**Bilancio consolidato
combinato al 31
dicembre 2019 di talune
partecipazioni di EGP
SpA in Centro e Sud
America**

(Bilancio consolidato combinato non assoggettato a revisione contabile)



Indice

Bilancio consolidato combinato	5
Prospetti contabili consolidati combinati.....	6
Note di commento.....	12
> 1. Premessa.....	12
> 2. Forma e contenuto del Bilancio	13
> 3. Principi contabili e criteri di valutazione	14
> 4. Nuovi principi contabili, modifiche ed interpretazioni	45
> 5. Modifiche di principi contabili ed informazioni integrative	46
> 6. Principali variazioni dell'area di consolidamento.....	50
> 7. Dati economici e patrimoniali per area geografica.....	50
> 8. Ricavi.....	52
> 9. Costi.....	54
> 10. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	56
> 11. Altri proventi/(Oneri) finanziari netti.....	57
> 12. Imposte	58
> 13. Immobili, impianti e macchinari.....	59
> 14. Infrastrutture comprese nell' IFRIC 12 "Accordi per Servizi in concessione"	60
> 15. Leasing	60
> 16. Attività immateriali.....	62
> 17. Avviamento	63
> 18. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite	66
> 19. Derivati.....	67
> 20. Altre attività finanziarie non correnti.....	67
> 21. Altre attività non correnti	68
> 22. Rimanenze.....	68
> 23. Crediti commerciali	68
> 24. Altre attività finanziarie correnti.....	68
> 25. Altre attività correnti	69
> 26. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti.....	69
> 27. Attività e gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita.....	69
> 28. Patrimonio netto totale.....	70
> 29. Finanziamenti	73
> 30. Benefici ai dipendenti.....	73
> 31. Fondi rischi e oneri	74
> 32. Altre passività non correnti.....	75
> 33. Debiti commerciali	75
> 34. Altre passività finanziarie correnti	75
> 35. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine	75

> 36. Altre passività correnti.....	77
> 37. Strumenti finanziari	77
> 38. Risk management.....	89
> 39. Compensazione di attività e passività finanziarie.....	95
> 40. Derivati e Hedge Accounting	96
> 41. Attività misurate al fair value	106
> 42. Passività misurate al fair value	107
> 43. Informativa sulle parti correlate.....	108
> 44. Impegni contrattuali e garanzie.....	111
> 45. Attività e passività potenziali	111
> 46. Principi contabili di futura applicazione	114
> 47. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	116

Allegati..... 117

Allegato 1 - Riconciliazione tra Bilancio consolidato Gruppo Enel e Bilancio consolidato combinato al 31.12.2019	118
Allegato 2 - Riconciliazione tra Bilancio consolidato Gruppo Enel e Bilancio consolidato combinato al 31.12.2018	122
Allegato 3 - Elenco delle Partecipazioni detenute, direttamente o indirettamente, da EGP SpA in Centro e Sud America al 31 dicembre 2019	126

Bilancio consolidato combinato

(Bilancio consolidato combinato non assoggettato a revisione contabile)

Prospetti contabili consolidati combinati

Conto economico consolidato combinato

Milioni di euro	Note	2019		2018	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	8.a	567	87	632	112
Altri proventi	8.b	12		12	
	<i>[Subtotale]</i>	579		644	
Costi					
Acquisti di energia elettrica	9.a	54	1	67	21
Costi per servizi e altri materiali	9.b	96	14	105	24
Costo del personale	9.c	48	1	53	7
Impairment / (Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti		1		1	
Ammortamenti e altri impairment	9.d	134		151	
Altri costi operativi	9.e	15		10	
Costi per lavori interni capitalizzati	9.f	(27)		(34)	
	<i>[Subtotale]</i>	321		353	
Proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity		-		-	
Risultato operativo		258		291	
Proventi finanziari da contratti derivati	10	94		69	
Altri proventi finanziari	11	93	6	113	1
Oneri finanziari da contratti derivati	10	103		35	
Altri oneri finanziari	11	239	79	303	60
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione		-		-	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		-		-	
Risultato prima delle imposte		103		135	
Imposte	12	43		53	
Risultato delle continuing operations		60		82	
Risultato delle discontinued operations		-		-	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		60		82	
Quota di interessenza del Gruppo		27		49	
Quota di interessenza di terzi		33		33	

Prospetto dell'utile consolidato combinato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro	Note	2019	2018
Risultato netto dell'esercizio		60	82
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		(6)	89
Variazione del fair value dei costi di hedging		(19)	(20)
Variazione della riserva di traduzione		(10)	(136)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	28	(35)	(67)
Utile complessivo rilevato nell'esercizio		25	15
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		(11)	(29)
- di terzi		36	44

Stato patrimoniale consolidato combinato

Milioni di euro

Note

ATTIVITA'		al 31.12.2019		al 31.12.2018	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	13	3.906		3.270	
Attività immateriali	16	284		143	
Avviamento	17	497		149	
Attività per imposte anticipate	18	23		7	
Partecipazioni in imprese controllate ⁽¹⁾		2		2	
Derivati	19	27		26	
Altre attività finanziarie non correnti	20	36		38	
Altre attività non correnti	21	31		34	
	<i>[Totale]</i>	4.806		3.669	
Attività correnti					
Rimanenze	22	9		7	
Crediti commerciali	23	180	16	173	12
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti		-		(1)	
Crediti per imposte sul reddito		11		10	
Derivati	19	1		30	
Altre attività finanziarie correnti	24	66	65	80	71
Altre attività correnti	25	227	1	224	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	26	297		497	
	<i>[Totale]</i>	791		1.020	
Attività classificate come possedute per la vendita	27	-		679	
TOTALE ATTIVITÀ		5.597		5.368	

(1) Le partecipazioni in imprese controllate includono il valore di carico della società Parque Eolico La Pampa dal momento che non rientra nel perimetro del presente bilancio consolidato combinato al 31 dicembre 2019.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	al 31.12.2019		al 31.12.2018	
		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Patrimonio netto del Gruppo				
Riserva di consolidamento per bilancio consolidato combinato	2.900		2.847	
Altre riserve	(332)		(335)	
Utili e perdite accumulati	708		345	
	<i>[Totale]</i>	3.276	2.857	
Interessenze di terzi	224		221	
Totale patrimonio netto	28	3.500	3.078	
Passività non correnti				
Finanziamenti a lungo termine	29	976	129	768
Benefici ai dipendenti	30	1		1
Fondi rischi e oneri quota non corrente	31	27		15
Passività per imposte differite	18	52		42
Derivati	19	7	7	5
Altre passività non correnti	32	50	1	3
	<i>[Totale]</i>	1.113		834
Passività correnti				
Finanziamenti a breve termine	29	248	248	266
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	29	93	17	425
Fondi rischi e oneri quota corrente	31	2		0
Debiti commerciali	33	491	166	216
Debiti per imposte sul reddito		1		10
Derivati	19	14		12
Altre passività finanziarie correnti	34	60	47	50
Altre passività correnti	36	75	15	58
	<i>[Totale]</i>	984		1.037
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita		-		419
Totale passività		2.097		2.290
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		5.597		5.368

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto del Bilancio consolidato combinato (nota 28)

	Riserva di consolidamento per bilancio consolidato combinato	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari di Cash flow hedge	Riserve da valutazione strumenti finanziari Costi di Hedging	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
al 31 dicembre 2017	2.837	(158)	(99)	-	339	2.919	212	3.131
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	(40)	(40)	(33)	(73)
Variazione di perimetro	10	-	-	-	-	10	-	10
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Altri movimenti	-	-	-	-	(3)	(3)	-	(3)
Utile complessivo rilevato	-	(147)	89	(20)	49	(29)	44	15
di cui:								
- <i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	(147)	89	(20)	-	(78)	11	(67)
- <i>Utile dell'esercizio</i>	-	-	-	-	49	49	33	82
al 31 dicembre 2018	2.847	(305)	(10)	(20)	345	2.857	221	3.078
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	(36)	(36)	(32)	(68)
Riattribuzione GW	-	-	-	-	348	348	-	348
Altri movimenti	-	-	-	-	4	4	(1)	3
Variazione di perimetro	53	-	41	-	20	114	-	114
Utile complessivo rilevato	-	(13)	(6)	(19)	27	(11)	36	25
di cui:								
- <i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	(13)	(6)	(19)	-	(38)	3	(35)
- <i>Utile dell'esercizio</i>	-	-	-	-	27	27	33	60
al 31 dicembre 2019	2.900	(318)	25	(39)	708	3.276	224	3.500

Rendiconto finanziario consolidato combinato

Milioni di euro	Note	2019		2018	
		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>	
Risultato prima delle imposte		103		135	
Rettifiche per:					
Impairment /(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti		1		1	
Ammortamenti e altri impairment	9.d	134		151	
(Proventi)/Oneri finanziari	10-11	155		156	
Variazioni del capitale circolante netto:		100		(237)	
- rimanenze	22	(1)		-	
- crediti commerciali	23	(5)		(49)	
- debiti commerciali	33	266		12	
- altre attività derivanti da contratti con i clienti		-		1	
- altre attività e passività		(160)		32	
Accantonamenti ai fondi		8		7	
Utilizzo fondi		(1)		-	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	10-11	131		6	
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	10-11	(197)		(79)	
Imposte pagate	12	(58)		(61)	
Cash flow da attività operativa (A)		376		109	
Investimenti in attività materiali non correnti	13	(728)		(299)	
Investimenti in attività immateriali	16	(8)		(5)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	6	(5)		-	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	6	275		-	
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento		19		-	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)		(447)		(304)	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	37.3	517		488	
Rimborsi di debiti finanziari	37.3	(459)		(392)	
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		(225)		(32)	
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non controlling interest		-		(2)	
Variazione Patrimonio netto per variazione carve out		73		10	
Altri movimenti		3		(3)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(57)		(73)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)		(148)		563	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		(2)		(20)	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		(221)		348	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio ⁽¹⁾		518		170	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio ⁽²⁾		297		518	

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 497 milioni di euro al 1° gennaio 2019 (170 milioni di euro al 1° gennaio 2018) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 21 milioni di euro al 1° gennaio 2019.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 297 milioni di euro al 31 dicembre 2019 (497 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" 21 milioni di euro al 31 dicembre 2018.

Note di commento

1. Premessa

La società Enel SpA ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 137 ed è quotata, dal 1999, alla Borsa di Milano. Enel è una multinazionale dell'energia e uno dei principali operatori integrati globali nei settori dell'elettricità e del gas, con un particolare focus su Europa e America Latina. In particolare Enel SpA attualmente detiene il 65% di Enel Américas S.A. ("Enel Américas"), società quotata presso la borsa di Santiago del Cile (Cile) e New York (USA).

Il Consiglio di Amministrazione di Enel Américas S.A. ("Enel Américas") ha deliberato in data 21 settembre 2020 di dare avvio all'operazione di fusione che permetterà al Gruppo Enel di riorganizzare ed integrare la generazione non convenzionale rinnovabile nei vari Paesi del Centro e Sud America attraverso per l'appunto la stessa Enel Américas, ad eccezione del Cile che risulta già essere integrato.

L'operazione permetterà inoltre di semplificare ulteriormente la struttura partecipativa del Gruppo Enel in Centro e Sud America e allineare la diversificazione dei vari business di Enel Americas a quelle del resto del Gruppo ed è stata tempestivamente comunicata alla "Comisión para el Mercado Financiero" (CMF)

La riorganizzazione societaria prevede l'integrazione in Enel Américas delle attività non convenzionali rinnovabili che il Gruppo Enel detiene in Argentina¹, Brasile, Colombia, Costa Rica, Guatemala, Panama, Perù e la società Energia y Servicios South America SpA, sub-holding delle società costaricensi ma con sede in Cile, attraverso una serie di transazioni che culmineranno con una fusione in Enel Américas. L'ulteriore effetto di questa operazione tra parti correlate comporterà l'incremento dell'interessenza di Enel SpA in Enel Américas che richiederà tra l'altro un adeguamento dello statuto societario di Enel Américas per rimuovere l'attuale limitazione azionaria secondo la quale non può essere superata, dal singolo azionista, la soglia del 65% dei diritti di voto.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Enel, in data 17 settembre 2020, ha espresso il proprio parere favorevole alla richiesta inoltrata dalla propria controllata Enel Américas a patto che l'operazione:

- > sia realizzata a termini e condizioni di mercato;
- > assicuri una solida posizione finanziaria ad Enel Américas, tale da permettergli di sviluppare in futuro il business della generazione non convenzionale rinnovabile e di proseguire nel suo percorso di crescita.

Tutto ciò premesso al fine di fornire opportuna informativa ai vari stakeholder è stato predisposto un bilancio consolidato combinato delle singole entità legali detenute da Enel attraverso la propria controllata EGP SpA nei paesi di Argentina (ad eccezione della società Parque Eolica La Pampa, come specificato nella nota 1 a piè pagina), Brasile, Colombia, Costa Rica, Guatemala, Panama Perù e della società Energia y Servicios South America SpA in Cile (di seguito il Gruppo combinato) al 31 dicembre 2019 e 2018.

Per bilancio consolidato combinato si intende la combinazione delle situazioni contabili e dei bilanci delle società rientranti nel perimetro summenzionato ed il consolidamento tecnico dei rapporti tra le stesse così come rappresentati storicamente per la predisposizione del bilancio consolidato di Enel SpA, con la sola eccezione che sono stati eliminati solamente i rapporti intercompany tra le legal entity incluse nel perimetro di consolidamento.

¹ Ad eccezione della società Parque Eolico La Pampa che non rientra nel perimetro dell'operazione.

Al fine di poter agevolmente risalire dal bilancio consolidato di Enel SpA al 31 dicembre 2019 e 2018 al presente bilancio consolidato, in allegato si riportano i prospetti di riconciliazione per ciascun esercizio con le relative note esplicative.

La moneta di presentazione del presente bilancio consolidato combinato è l'euro e laddove non diversamente espresso gli importi sono stati riportati in milioni di euro.

Tale bilancio consolidato combinato è stato predisposto a titolo volontario da parte del gruppo e, a termini di legge, non è assoggettato a revisione contabile.

2. Forma e contenuto del Bilancio

Il Bilancio consolidato combinato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 comprende i bilanci di alcune società controllate di EGP Spa in Centro e Sud America (il Gruppo combinato). L'elenco delle società controllate incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.

Base di presentazione

Il Bilancio consolidato combinato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 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) in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi ed interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS".

Il Bilancio consolidato combinato è costituito dal Conto economico consolidato combinato, dal Prospetto dell'utile consolidato combinato complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale consolidato combinato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato combinato, dal Rendiconto finanziario consolidato combinato, nonché dalle relative Note di commento.

Nello Stato patrimoniale consolidato combinato 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 combinato 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 combinato o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico consolidato combinato è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del risultato netto delle continuing operation e di quello delle discontinued operation attribuibile agli azionisti di maggioranza del Gruppo combinato e ai terzi.

Il Rendiconto finanziario consolidato combinato è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza del flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle discontinued operation.

In particolare, seppur nella classificazione delle voci il Gruppo combinato 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 combinato acquisisce o perde il controllo di società ed 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 dalle società combinate, 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.

Il bilancio consolidato combinato è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, ad eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS 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 combinato per la presentazione del Bilancio consolidato combinato è l'euro. Tutti i valori sono espressi in milioni di euro, tranne quando diversamente indicato.

Il Conto economico consolidato combinato, lo Stato Patrimoniale consolidato combinato e il Rendiconto finanziario consolidato combinato riportano le operazioni con parti correlate, la cui definizione è riportata nel paragrafo "Principi contabili e criteri di valutazione".

Il bilancio consolidato combinato fornisce informativa comparativa del precedente esercizio e se ne autorizza la pubblicazione.

3. Principi contabili e criteri di valutazione

3.1 Uso di stime e giudizi del management

La redazione del bilancio consolidato combinato in applicazione degli IFRS, 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 consolidato combinato, 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 IFRS. 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

Impairment delle attività non finanziarie

Attività quali immobili, impianti e macchinari, investimenti immobiliari, attività immateriali, attività consistenti nel diritto di utilizzo di un'attività sottostante e avviamento subiscono una riduzione di valore

quando il loro valore contabile supera il valore recuperabile, rappresentato dal maggiore fra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.

Le verifiche del valore recuperabile vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36 e più dettagliatamente descritti nella successiva Nota 17.

Nel determinare il valore recuperabile, il Gruppo combinato applica generalmente il criterio del valore d'uso. Per valore d'uso si intende il valore attuale dei flussi finanziari futuri che si prevede abbiano origine dall'attività oggetto di valutazione, attualizzati utilizzando un tasso di sconto, al lordo delle imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei 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, contenente le previsioni di volumi, ricavi, costi operativi e investimenti.

Queste previsioni coprono il periodo dei prossimi 5 anni; conseguentemente, i flussi di cassa relativi agli esercizi successivi sono determinati sulla base di un tasso di crescita a lungo termine che non eccede il tasso di crescita media a lungo termine previsto per il settore e il Paese.

Il valore recuperabile è sensibile alle stime e assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e ai tassi di attualizzazione applicati. 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 finanziarie 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 combinato 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 contratto 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 contratto con i clienti (c.d. *contract assets*) e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, il Gruppo combinato 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 recupero 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 contratto con i clienti, il Gruppo combinato applica prevalentemente un approccio collettivo basato sul raggruppamento dei crediti in cluster, tenuto conto

dello specifico contesto regolatorio e di business di riferimento. Il Gruppo combinato 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 ed 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 contratto 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 contratto con i clienti, il Gruppo combinato 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 37 "Strumenti finanziari".

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 combinato 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 41. Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato in bilancio per tali strumenti.

Costi di sviluppo

Al fine di valutare la recuperabilità dei costi di sviluppo, il valore recuperabile è stimato in base ad assunzioni relative agli ulteriori esborsi finanziari che si ritiene dovranno essere sostenuti affinché il bene diventi pronto all'uso o alla vendita, ai tassi di sconto applicabili e al periodo di beneficio atteso.

Piani pensionistici e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo combinato 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.

Per ulteriori dettagli sulle principali ipotesi attuariali si rinvia alla Nota 30.

Contenziosi

Il Gruppo combinato 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 a giudizio degli amministratori, anche tenendo conto degli elementi acquisiti da parte di consulenti esterni che assistono il Gruppo combinato, 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 45 fornisce l'informativa delle passività potenziali maggiormente significative per il Gruppo combinato.

Obbligazioni connesse agli impianti di generazione, ivi incluse quelle per smantellamento e ripristino siti

L'esercizio dell'attività di generazione può comportare obbligazioni da parte dell'esercente con riferimento ad attività e interventi futuri che dovranno essere sostenuti alla conclusione del periodo di funzionamento della centrale o dell'impianto.

Tali interventi possono afferire alle attività di smantellamento degli impianti e al ripristino in bonis dei siti sui quali essi insistono ovvero a obbligazioni di natura diversa, le quali discendono naturalmente dalla tecnologia di generazione adottata.

La natura di tali obbligazioni incide fortemente anche sul trattamento contabile a cui le stesse vengono assoggettate.

L'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che il Gruppo combinato 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 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.

Leasing

Quando il tasso di interesse implicito nel leasing non può essere determinato facilmente, il Gruppo combinato utilizza il tasso di finanziamento marginale alla data di decorrenza del leasing per calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing. Tale tasso corrisponde a quello che il locatario dovrebbe pagare per un prestito, con una durata e con garanzie simili, necessario per ottenere un'attività di valore simile all'attività consistente nel diritto di utilizzo in un contesto economico simile. In assenza di input osservabili, il Gruppo combinato stima il tasso di finanziamento marginale sulla base di assunzioni che riflettono la durata e le condizioni contrattuali del leasing e su altre stime specifiche alla società. L'aspetto dell'IFRS 16 che ha richiesto il maggior ricorso al giudizio professionale da parte del Gruppo combinato riguarda la determinazione del tasso di finanziamento marginale, per la stima del valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing da corrispondere al locatore. In tale contesto, l'approccio del Gruppo combinato per la determinazione del tasso di finanziamento marginale è basato sulla valutazione delle tre seguenti componenti chiave:

- > il tasso privo di rischio, che considera i flussi contrattuali dei pagamenti per il leasing in valuta, il contesto economico al momento della negoziazione del contratto di leasing e la sua durata;
- > l'aggiustamento per il credit spread, al fine di calcolare un tasso di finanziamento marginale specifico per il locatario tenendo conto dell'eventuale garanzia della società che controlla in ultima istanza il Gruppo combinato o di altre garanzie sottostanti;
- > le rettifiche inerenti il contratto di leasing specifico, per riflettere nel calcolo del tasso di finanziamento marginale il fatto che il tasso di attualizzazione è direttamente collegato al tipo di attività sottostante, anziché a un tasso di finanziamento marginale generico. In particolare, il rischio di insolvenza per il locatore è mitigato dal suo diritto a reclamare l'attività sottostante.

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2019 il bilancio consolidato combinato comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.

La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.

Significativi giudizi del management sono richiesti per determinare l'ammontare dell'imposte anticipate che possono essere rilevate in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri nonché alle future strategie di pianificazione fiscale e alle aliquote fiscali vigenti al momento del loro riversamento. Tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che il Gruppo combinato 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. Per ulteriori dettagli sulle imposte anticipate rilevate o non rilevate a bilancio, si rinvia alla Nota 18.

Giudizi del management

Identificazione delle Cash Generating Units (CGUs)

Ai fini della verifica per riduzione di valore, quando non è possibile calcolare il valore recuperabile di una singola attività, il Gruppo combinato identifica il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari in entrata ampiamente indipendenti. Una CGU rappresenta il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari in entrata che sono ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività o gruppi di attività.

Il processo di individuazione delle predette CGU implica giudizio da parte del management relativamente alla natura specifica dell'attività e del business a cui essa appartiene (area territoriale, aree di business, normativa di riferimento, ecc.), e all'evidenza che i flussi finanziari in entrata derivanti dal gruppo di attività siano strettamente interdipendenti fra loro ed ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività (o gruppi di attività).

Le attività incluse in ogni CGU sono individuate anche sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora nell'ambito del cosiddetto business model adottato.

Il numero e il perimetro delle CGU sono sistematicamente aggiornati per riflettere gli effetti di nuove operazioni di aggregazione e riorganizzazione realizzate dal Gruppo combinato, nonché per tener conto di quei fattori esterni che potrebbero influire sulla capacità da parte delle attività di generare flussi finanziari in entrata indipendenti.

In particolare, nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dal Gruppo combinato subiscano sfavorevoli condizioni economiche oppure operative che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della CGU, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Le CGU identificate dal management e alle quali è stato allocato l'avviamento iscritto nel presente Bilancio combined sono riportate nella Nota 17.

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Secondo le previsioni del principio contabile IFRS 10, il controllo è ottenuto quando il Gruppo combinato 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 combinato 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 combinato detiene meno della maggioranza dei diritti di voto, o diritti simili, della partecipata.

Il Gruppo combinato 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.

Applicazione dell'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" alle concessioni

L'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" si applica agli accordi per servizi in concessione da pubblico a privato, i quali possono essere definiti come contratti in cui il concedente trasferisce ad un concessionario il diritto di gestire le infrastrutture utilizzate per fornire servizi che danno accesso alle principali facility pubbliche per un determinato periodo di tempo, per conto del concedente.

In particolare, l'IFRIC 12 fornisce linee guida per la rilevazione contabile, da parte del concessionario, degli accordi per servizi in concessione da pubblico a privato 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, titolo a benefici 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 combinato, il management ha provveduto ad effettuare un'attenta analisi delle concessioni esistenti.

Sulla base di tali analisi, le disposizioni dell'IFRIC 12 sono risultate applicabili ad alcune infrastrutture di talune società operanti in Brasile.

Per ulteriori dettagli sulle infrastrutture utilizzate negli accordi per servizi in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, si rinvia alla Nota 14.

Ricavi provenienti da contratti con clienti

L'applicazione dell'IFRS 15 ha richiesto al Gruppo combinato i seguenti giudizi professionali (per ulteriori dettagli sugli effetti più significativi sui ricavi del Gruppo combinato, si rimanda alla Nota 8.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni").

Individuazione del contratto

Il Gruppo combinato analizza con cura le condizioni e 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 combinato 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, anche 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 combinato valuta il momento in cui il controllo dei beni o servizi è trasferito al cliente, considerato principalmente dal punto di vista del cliente.

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 combinato fa riferimento a tutti i fatti e circostanze applicabili. Nella stima del corrispettivo variabile, il Gruppo combinato 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 combinato 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 combinato 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 combinato agisce in qualità di "agent" in taluni contratti relativi a servizi di connessione alla rete dell'energia elettrica/gas e 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 combinato 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 in ciascuna obbligazione di

fare. Il Gruppo combinato 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 massimizza l'utilizzo di input osservabili e applicandolo in modo uniforme in circostanze analoghe.

Costi del contratto

Il Gruppo combinato valuta la recuperabilità dei costi incrementali per l'ottenimento di un contratto sia a livello di singolo contratto o per gruppo di contratti, se tali costi sono associati a un gruppo di contratti.

Il Gruppo combinato 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 combinato 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 combinato si avvale della sua esperienza storica (per esempio, il "tasso di abbandono"), di indicazioni previsionali desumibili da contratti simili e di 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 37 "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 combinato 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 combinato valuta, sia all'inception della relazione che 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'inefficacia, 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'inefficacia, si rinvia alla nota 40.1 "Derivati designati come strumenti di copertura".

Leasing

Considerata la complessità richiesta per la valutazione dei contratti di leasing, unita alla loro durata a lungo termine, l'applicazione dell'IFRS 16 impone un significativo ricorso al giudizio professionale. In particolare, ciò è stato necessario per:

- > applicare la definizione di leasing a fattispecie tipiche dei settori in cui opera il Gruppo combinato;
- > identificare la componente di servizio nell'ambito dei contratti di leasing;
- > valutare eventuali opzioni di rinnovo e di risoluzione previste nei contratti al fine di determinare la durata del leasing, esaminando congiuntamente la probabilità di esercizio di tali opzioni e qualsiasi significativa miglioria sulle attività sottostanti, anche in considerazione delle recenti interpretazioni dell'IFRS Interpretation Committee;
- > identificare eventuali pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi per determinare se le variazioni di questi ultimi possano avere un impatto sui futuri pagamenti per il leasing nonché sull'ammontare dell'attività consistente nel diritto di utilizzo;
- > stimare il tasso di attualizzazione per calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing; per ulteriori dettagli sulle ipotesi usate per la stima di questo tasso si rinvia al paragrafo "Uso di stime".

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Il Gruppo combinato determina se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti nonché se riportare l'effetto dell'incertezza usando il metodo dell'importo più probabile o il metodo del valore atteso, scegliendo quello che, secondo le sue proiezioni, meglio prevede la soluzione dell'incertezza, tenuto conto delle normative fiscali locali.

3.2 Principi contabili significativi

Parti correlate

Per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono 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 le società rientranti nel perimetro possano esercitare un'influenza notevole. Nella definizione di parti correlate rientrano, inoltre, 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 combinato 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 combinati integralmente linea per linea nei conti combinati a partire dalla data in cui il Gruppo combinato 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 combinato al 31 dicembre 2019 sono elaborati in accordo con i principi contabili internazionali (IFRS).

Se una società controllata utilizza principi contabili diversi da quelli adottati nel bilancio combinato 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 del Gruppo combinato.

Le attività, le passività, i proventi e i costi di società controllate acquisite o dismesse durante l'esercizio sono inclusi o esclusi dal bilancio consolidato combinato rispettivamente dalla data in cui il Gruppo combinato ottiene o perde il controllo dell'impresa controllata.

Il risultato dell'esercizio e le altre componenti di conto economico complessivo sono attribuiti agli azionisti di maggioranza del Gruppo combinato 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, all'interno del perimetro di consolidamento, 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 di maggioranza del Gruppo combinato 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 combinato.

Quando il Gruppo combinato 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, rilevando l'eventuale utile o perdita a conto economico. Inoltre, la quota delle OCI riferita alla controllata di cui si perde il controllo è trattata contabilmente come se il Gruppo combinato avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

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 combinato rileva inizialmente l'attività o passività non monetaria associata al pagamento anticipato.

Nel caso di molteplici pagamenti o incassi anticipati, il Gruppo combinato deve determinare la data dell'operazione per ogni anticipo versato o ricevuto.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato combinato i risultati economici, le attività e le passività sono espressi in euro che è la valuta di presentazione ai fini dello IAS 21.

Ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato combinato, i bilanci delle partecipate con valuta funzionale diversa da quella di presentazione del Bilancio consolidato combinato, 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).

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 combinato 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. In caso la differenza sopra citata sia negativa, il Gruppo combinato verifica di aver correttamente identificato tutte le attività acquisite e le passività assunte e rivede le procedure utilizzate per determinare gli importi da rilevare alla data di acquisizione. Se al termine di tale verifica si conferma una eccedenza del fair value delle attività nette acquisite rispetto al corrispettivo totale trasferito, tale eccedenza rappresenta l'utile derivante da un acquisto a condizioni favorevoli e viene rilevata 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 dodici mesi a partire dalla data di acquisizione, rideterminando i dati comparativi.

Misurazione del fair value

Per tutte le valutazioni al fair value e per la relativa informativa integrativa, così come richiesto o consentito dai principi contabili internazionali, il Gruppo combinato 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 combinato 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 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 combinato 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 c.d. "non-performance risk", ossia il rischio che il Gruppo combinato non sia in grado di adempiere alle proprie obbligazioni, compreso tra l'altro anche il rischio di credito proprio del Gruppo combinato;
- > 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 combinato utilizza tecniche di valutazione adeguate alle circostanze e per le quali sono disponibili dati sufficienti per valutare il fair value stesso, massimizzando l'utilizzo di input osservabili e riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari sono iscritti al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione di valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili per portare il bene nel luogo e nelle condizioni necessarie alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato.

Il costo è inoltre incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento del bene e/o bonifica del sito su cui insiste. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati nel paragrafo "Fondi rischi e oneri".

Gli oneri finanziari direttamente attribuibili all'acquisto, costruzione o produzione di beni che richiedono un rilevante periodo di tempo prima di essere pronti per l'uso o la vendita (cosiddetti *qualifying asset*),

sono capitalizzati come parte del costo dei beni stessi. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto/costruzione di beni che non presentano tali caratteristiche vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione agli IFRS o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del fair value, considerato come valore sostitutivo del costo (deemed cost) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate ed ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati ad incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici associati al costo sostenuto per sostituire una parte del bene affluiranno al Gruppo combinato e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore contabile del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è eliminato contabilmente con imputazione a Conto economico.

Gli immobili, impianti e macchinari, al netto del valore residuo, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Fabbricati civili	15-50 anni
Fabbricati ed opere civili inclusi in impianti	15-50 anni
Centrali idroelettriche:	
- condotte forzate	15-50 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	5-50 anni
- altre opere idrauliche fisse	5-50 anni
Impianti di produzione da fonte eolica:	
- torri	20-30 anni
- turbine e generatori	20-30 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	20-30 anni
Impianti di produzione da fonte solare:	
- macchinario meccanico ed elettrico	25-30 anni
Linee di trasporto	15-50 anni
Contatori:	
- gruppi di misura bilancio energia	10 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.

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 combinato, in qualità di concessionario, non contabilizza le infrastrutture rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 tra gli "Immobili, impianti e macchinari"; il Gruppo combinato 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 combinato fornisce servizi per la realizzazione o il miglioramento, rileva:

- > attività finanziarie, se il Gruppo combinato 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 combinato 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 combinato, 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 contratto con i clienti durante il periodo di realizzazione/miglioramento.

Per maggiori dettagli circa tali corrispettivi, si rimanda alla nota 8a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni"

Leasing

Il Gruppo combinato detiene immobili, impianti e macchinari utilizzati nello svolgimento della propria attività aziendale, attraverso contratti di leasing. Alla data di inizio del leasing, il Gruppo combinato determina se il contratto è, o contiene, un leasing.

Il Gruppo combinato applica la definizione di leasing prevista dall'IFRS 16 ai contratti stipulati o modificati il 1° gennaio 2019 o in data successiva; tale definizione è soddisfatta quando il contratto trasferisce il diritto di controllare l'utilizzo di un'attività sottostante per un periodo di tempo in cambio di un corrispettivo.

Di converso, in caso di contratti stipulati prima del 1° gennaio 2019, il Gruppo combinato ha determinato se l'accordo era o conteneva un leasing conformemente all'IFRIC 4.

Gruppo combinato in qualità di locatario

Alla data di decorrenza o alla modifica di un contratto che contiene una componente di leasing e una o più ulteriori componenti leasing o non leasing, il Gruppo combinato ripartisce il corrispettivo del contratto tra ciascuna componente leasing in base ai rispettivi prezzi a sé stanti.

Il Gruppo combinato rileva un'attività consistente nel diritto di utilizzo dell'attività sottostante e una passività del leasing alla data di decorrenza del contratto (ossia, la data in cui l'attività sottostante è disponibile per l'uso).

L'attività consistente nel diritto di utilizzo rappresenta il diritto del locatario a utilizzare l'attività sottostante per la durata del leasing; la sua valutazione iniziale è al costo, che comprende l'importo iniziale della passività del leasing rettificata per tutti i pagamenti dovuti per il leasing corrisposti alla data di decorrenza o precedentemente al netto degli incentivi di leasing ricevuti, più gli eventuali costi diretti iniziali sostenuti e una stima dei costi per lo smantellamento e la rimozione dell'attività sottostante e per il ripristino dell'attività sottostante o del sito in cui è ubicata.

Le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono successivamente ammortizzate a quote costanti sul periodo più breve fra la durata del leasing e la vita utile stimata delle attività consistenti nel diritto di utilizzo, come segue:

	Vita residua media (anni)
Fabbricati	2
Diritti di superficie relativi a impianti da fonti rinnovabili	29
Veicoli e altri mezzi di trasporto	2
Altro	2

Se la proprietà dell'attività sottostante al leasing è trasferita al Gruppo combinato al termine del contratto o se il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo riflette l'esercizio di una opzione di acquisto, l'ammortamento è calcolato sulla base della vita utile stimata dell'attività sottostante.

Inoltre, le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono sottoposte a verifica per riduzione di valore e rettifiche per riflettere un'eventuale rimisurazione delle passività del leasing. Per ulteriori dettagli sulle perdite di valore si rinvia al paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie".

La passività del leasing è inizialmente valutata al valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing da corrispondere lungo la durata del leasing. Nel calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing, il Gruppo combinato utilizza il tasso di finanziamento marginale del locatario alla data di decorrenza del leasing quando il tasso di interesse implicito del leasing non è facilmente determinabile. I pagamenti variabili dovuti per il leasing che non dipendono da un indice o da un tasso sono rilevati come costi nel periodo in cui si verifica l'evento o la circostanza che fa scattare i pagamenti.

Dopo la data di decorrenza, la passività del leasing è valutata al costo ammortizzato usando il metodo del tasso di interesse effettivo e rideterminata al verificarsi di taluni eventi.

Il Gruppo combinato applica l'eccezione alla rilevazione prevista per i leasing a breve termine ai propri contratti con durata uguale o inferiore a 12 mesi dalla data di decorrenza. Applica, inoltre, l'eccezione alla rilevazione prevista per i leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore" ed il cui importo è stimato come non significativo. Per esempio, il Gruppo combinato detiene in leasing alcune attrezzature per ufficio (ossia, PC, stampanti e fotocopiatrici) che sono considerate di modesto valore. I pagamenti dovuti per i leasing a breve termine e per i leasing in cui l'attività sottostante è di modesto valore sono rilevati come costo a quote costanti per la durata del leasing.

Il Gruppo combinato espone le attività consistenti nel diritto di utilizzo che non soddisfano la definizione di investimento immobiliare nella voce "Immobili, impianti e macchinari" e le passività del leasing nei "Finanziamenti".

Conformemente con le disposizioni del principio, il Gruppo combinato espone separatamente gli interessi passivi sulle passività del leasing nella voce "Altri oneri finanziari" e le quote di ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo nella voce "Ammortamenti e altri impairment".

In precedenza, nel rispetto delle previsioni dello IAS 17, il Gruppo combinato classificava i leasing che sostanzialmente trasferivano al locatario tutti i rischi e benefici legati alla proprietà del relativo bene come leasing finanziari. In tal caso, i beni detenuti in leasing erano rilevati al minore tra il loro fair value e il valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, incluso l'importo da corrispondere per l'eventuale esercizio dell'opzione di acquisto. Dopo la rilevazione iniziale, i beni erano ammortizzati sulla base della loro vita utile o, se il Gruppo combinato non aveva la ragionevole certezza di acquistare il bene al termine del leasing, lungo un arco temporale pari al minore fra la durata del contratto di leasing e la vita utile stimata dei beni. I leasing che non si configuravano come leasing finanziari erano classificati come leasing operativi; i pagamenti effettuati per un leasing operativo erano rilevati come costo a quote costanti lungo la durata del contratto.

Gruppo combinato in qualità di locatore

Dal punto di vista del locatore, il trattamento contabile dei leasing secondo l'IFRS 16 resta sostanzialmente invariato rispetto allo IAS 17.

Quando agisce in qualità di locatore, il Gruppo combinato determina alla data di inizio del leasing se è un leasing finanziario oppure operativo usando gli stessi criteri di classificazione previsti dallo IAS 17.

Se il contratto contiene componenti leasing e non leasing, il Gruppo combinato ripartisce il corrispettivo del contratto applicando l'IFRS 15.

Il Gruppo combinato contabilizza i ricavi da locazione derivanti da leasing operativi in modo sistematico lungo la durata del contratto e li rileva come altri ricavi.

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 sono rilevati come attività immateriale solo quando il Gruppo combinato può dimostrare la fattibilità tecnica di completamento dell'attività immateriale, nonché di avere la capacità, l'intenzione e la disponibilità di risorse per completare l'attività per utilizzarla o venderla.

I costi di ricerca sono rilevati a conto economico.

Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono esposte 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 combinato hanno una 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 ad essere supportata. In caso contrario, il cambiamento nella determinazione della vita utile da indefinita a definita è rilevato come un cambiamento di stima contabile.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente o al momento della loro dismissione (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	-
- Acquisiti	4 anni
Concessioni, licenze, marchi e dir. simili:	
- Generati internamente	-
- Acquisiti	4-5 anni
Altre attività immateriali:	
- Generati internamente	-
- Acquisiti	15 anni

Il Gruppo combinato presenta tra le attività immateriali anche i costi per l'ottenimento dei contratti rilevati secondo quanto previsto dall'IFRS 15.

Il Gruppo combinato capitalizza tali costi solo se:

- > i costi sono incrementalmente, nel senso che sono direttamente imputabili a un contratto identificato e non sarebbero stati sostenuti dal Gruppo combinato se il contratto non fosse stato ottenuto;
- > il Gruppo combinato prevede di recuperarli tramite rimborso (recuperabilità diretta) o margini (recuperabilità indiretta).

In particolare, il Gruppo combinato 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 a cui si riferiscono, e sono soggetti a 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 combinato 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 combinato 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 che si prevede beneficerà dalle sinergie dell'aggregazione.

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.

L'avviamento, le attività immateriali con vita utile indefinita e le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, sono sottoposti a verifica per riduzione di valore annualmente o più frequentemente in presenza di indicatori che facciano ritenere che le suddette attività possano aver subito una riduzione di valore.

Se esiste indicazione di una riduzione di valore, il valore recuperabile di ciascuna attività interessata è stimato sulla base dell'utilizzo dell'attività e della sua dismissione futura, conformemente al più recente piano industriale del Gruppo combinato. Per la stima del valore recuperabile, si rimanda al paragrafo "Uso di stime".

Il valore recuperabile è calcolato con riferimento a una singola attività, a meno che l'attività non sia in grado di generare flussi finanziari in entrata che sono ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività o gruppi di attività; in tal caso, il valore recuperabile è riferito alla cash generating unit alla quale l'attività appartiene.

Qualora il valore contabile dell'attività, o della relativa cash generating unit alla quale essa appartiene, 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 allocato alla stessa e poi a riduzione dei valori contabili delle altre attività della CGU, 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 contabile 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.

Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dal Gruppo combinato siano impattate da sfavorevoli condizioni economiche oppure operative, che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della cash generating unit, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di realizzo, ad eccezione di quelle destinate ad attività di trading che sono valutate al fair value con contropartita conto economico. Il costo è determinato in base alla formula del costo medio ponderato, che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione.

Per la parte di magazzino posseduta per adempiere a vendite già concluse, il valore netto di realizzo è determinato sulla base di quanto stabilito nel relativo contratto di cessione.

I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere utilizzati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione, qualora ci si attenda che il prodotto finito nel quale verranno incorporati sarà venduto ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

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 combined quando, e solo quando, il Gruppo combinato 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 combinato applica l'espedito pratico consentito dall'IFRS 15.

Diversamente, il Gruppo combinato 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 combinato 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 combinato per la gestione delle attività finanziarie riguarda il modo in cui il Gruppo combinato 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 cumulate 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 combinato 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 che 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 (ad esempio al momento della vendita), gli utili e le perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto (con l'esclusione dell'impairment e gli utili e le 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 combinato 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 ad 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 combinato 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 combinato 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 contratto 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 combinato 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 contratto con i clienti (c.d. *contract assets*) e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, il Gruppo combinato 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 contratto con i clienti e crediti per leasing, il Gruppo combinato 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 combinato 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 combinato aveva rilevato un fondo perdite attese pari alle perdite attese sull'intera vita residua dello strumento, il Gruppo combinato 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 combinato 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 combinato 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 ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

Inoltre, ai fini del rendiconto finanziario consolidato combinato, 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 combinato 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 a 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 combinato 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 ad 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 combinato 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 verifichi una delle seguenti condizioni:

- > il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa connessi all'attività è scaduto;
- > il Gruppo combinato 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 combinato non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente 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 a 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 40 “Derivati e hedge accounting”.

Tutti i derivati detenuti per la negoziazione sono classificati come attività e passività correnti.

I derivati non detenuti per la negoziazione, ma valutati al 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 combinato 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 combinato che possono contenere derivati impliciti sono i contratti di acquisto e vendita di elementi non finanziari con clausole o opzioni che influenzano il prezzo contrattuale, il volume o la scadenza.

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 combined 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 combinato, 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 combinato.

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 combinato.

Il Gruppo combinato 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 combinato 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.

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 combinato 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 combinato manterrà, dopo la vendita, una partecipazione non di controllo nella società stessa.

Il Gruppo combinato applica alle partecipazioni, o quote di partecipazioni, in imprese collegate o joint venture tali criteri di classificazione previsti dall'IFRS 5. La parte residua della partecipazione in imprese collegate o joint venture che non è stata classificata come posseduta per la vendita è valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) e le passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita sono presentati separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale.

Gli importi presentati per le attività non correnti o per le attività e passività di un gruppo in dismissione classificati come possedute per la vendita non sono riclassificati o ripresentati per i periodi a raffronto. Immediatamente prima della classificazione iniziale delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) come possedute per la vendita, i valori contabili dell'attività (o del gruppo) sono valutati in conformità allo specifico IFRS/IAS di riferimento applicabile alle specifiche attività o passività. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificati come possedute per la vendita sono valutate al minore tra il valore contabile e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita. Le componenti economiche di un iniziale o successivo impairment dell'attività (o gruppo in dismissione) conseguentemente alla valutazione al fair value al netto dei costi di vendita e quelle relative ai ripristini di impairment sono rilevate a conto economico nell'ambito del risultato continuing operation.

Le attività non correnti non sono ammortizzate finché sono classificate come possedute per la vendita o finché sono inserite in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita.

Se i criteri di classificazione non sono più soddisfatti, il Gruppo combinato non classifica più le attività (o il gruppo in dismissione) come possedute per la vendita. In tale caso tali attività sono valutate al minore tra:

- > il valore contabile prima che l'attività (o gruppo in dismissione) fosse classificata come posseduta per la vendita, rettificato per tutti gli ammortamenti o ripristini di valore che sarebbero stati altrimenti rilevati se l'attività (o il gruppo in dismissione) non fosse stata classificata come posseduta per la vendita, e
- > il suo valore recuperabile calcolato alla data della successiva decisione di non vendere, che è pari al maggiore tra il suo fair value al netto dei costi di dismissione e il suo valore d'uso.

Ogni rettifica al valore contabile dell'attività non corrente che cessa di essere classificata come posseduta per la vendita è rilevata nell'ambito del risultato delle continuing operation.

Una discontinued operation è una componente di un Gruppo combinato 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 combinato espone, in una voce separata del conto economico, un unico importo rappresentato dal totale:
- > degli utili o delle perdite delle discontinued operation al netto degli effetti fiscali, e
- > dalla plusvalenza o minusvalenza, al netto degli effetti fiscali, rilevata a seguito della valutazione al fair value al netto dei costi di vendita, o della dismissione delle attività (o gruppo in dismissione) che costituiscono la discontinued operation;

I corrispondenti ammontari sono ripresentati nel conto economico per i periodi a raffronto, cosicché l'informativa si riferisca a tutte le attività operative cessate entro la data di riferimento dell'ultimo bilancio presentato. Se il Gruppo combinato cessa di classificare un componente come posseduto per la vendita, i risultati del componente precedentemente rappresentati in bilancio tra le discontinued operation sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato continuing operation per tutti gli esercizi presentati in bilancio.

Certificati verdi

I certificati verdi sono assimilati a contributi non monetari in conto esercizio e rilevati al fair value, nell'ambito degli altri proventi operativi, con contropartita le altre attività di natura non finanziaria., 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 derivanti da contratti con i clienti, con conseguente decremento delle relative rimanenze.

Benefici ai dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento (il metodo di proiezione unitaria del credito). In maggior dettaglio, il valore attuale dei piani a benefici definiti è calcolato utilizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie. Se non esiste un mercato profondo di titoli obbligazionari di aziende primarie nella valuta in cui l'obbligazione è espressa, viene utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici.

La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Se le attività a servizio del piano eccedono il valore attuale della relativa passività a benefici definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale cap).

Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefici definiti, gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività, il rendimento delle attività a servizio del piano (al netto degli associati interessi attivi) e l'effetto del massimale di attività - asset ceiling- (al netto degli associati interessi attivi) sono rilevati nell'ambito delle altre componenti del conto economico complessivo (OCI), quando si verificano. Per gli altri benefici a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevate a conto economico.

In caso di modifica di un piano a benefici definiti o di introduzione di un nuovo piano, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (past service cost) è rilevato immediatamente a conto economico.

I dipendenti inoltre, beneficiano di piani a contribuzione definita per i quali il Gruppo combinato paga contributi fissi ad una entità distinta (un fondo) e non avrà un'obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi se il fondo non disponesse di risorse sufficienti a pagare tutti i benefici per i dipendenti relativi all'attività lavorativa svolta nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Tali piani sono generalmente istituiti con lo scopo di incrementare le prestazioni pensionistiche successivamente alla fine del rapporto di lavoro. I costi relativi a tali piani sono rilevati a conto economico sulla base della contribuzione effettuata nel periodo.

Termination benefit

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro, sia per decisione aziendale che per scelta volontaria del lavoratore previa erogazione di tali benefici, sono rilevate nella data più immediata tra le seguenti:

- > il momento in cui il Gruppo combinato non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e
- > il momento in cui il Gruppo combinato rileva i costi di una ristrutturazione che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 37 e implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Altrimenti, se si prevede che i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro saranno liquidati interamente entro dodici mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefici a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro dodici mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

Fondi rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare è stimabile in modo attendibile. Se l'effetto 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.

I fondi non comprendono passività per riflettere le incertezze sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito che vengono rilevati come passività fiscale.

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 combinato rileva un accantonamento pari al minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempienza del contratto.

Le variazioni di stima degli accantonamenti al fondo sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, ad eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o

ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da variazioni del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate ad incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile.

Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto economico.

Per maggiori dettagli sui criteri di stima adottati nella determinazione della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, si rinvia allo specifico paragrafo nell'ambito di "uso di stime".

Ricavi provenienti da contratti con i clienti

Il Gruppo combinato rileva i ricavi derivanti da contratti con clienti in modo da rappresentare fedelmente il trasferimento dei beni e servizi promessi ai clienti, per un ammontare che riflette il corrispettivo a cui il Gruppo combinato si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti.

Il Gruppo combinato applica questo principio cardine utilizzando il modello costituito da 5 fasi (step) previsto dall'IFRS 15:

- > individuazione del contratto con il cliente (step 1).
Il Gruppo combinato applica l'IFRS 15 ai contratti con clienti quando il contratto crea diritti e obbligazioni esigibili e soddisfa tutti i criteri forniti dallo step 1
Se tali criteri non sono soddisfatti, eventuali corrispettivi ricevuti dai clienti sono generalmente rilevati come anticipi;
- > individuazione delle obbligazioni di fare (step 2).
Il Gruppo combinato 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 combinato 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 combinato considera tutti gli elementi del contratto analizzati nello step 1.
Per ciascun bene o servizio distinto, il Gruppo combinato 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. Quando il Gruppo combinato agisce in qualità di "agent", i ricavi sono rilevati su base netta, corrispondenti agli onorari o alle commissioni a cui si aspetta di avere diritto;
- > determinazione del prezzo dell'operazione (step 3).
Il prezzo dell'operazione rappresenta l'importo del corrispettivo a cui si ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento al cliente dei beni o servizi promessi, esclusi gli importi riscossi per conto terzi (ad esempio, alcune imposte sulle vendite e l'imposta sul valore aggiunto).
Il Gruppo combinato determina il prezzo dell'operazione all'inizio del contratto e lo rettifica in ciascun esercizio per tenere conto di eventuali cambiamenti delle circostanze.
Nel determinare il prezzo dell'operazione, il Gruppo combinato considera se il prezzo dell'operazione include corrispettivi variabili, corrispettivi non monetari ricevuti dal cliente, corrispettivi da pagare al cliente e una componente di finanziamento significativa;
- > ripartizione del prezzo dell'operazione (step 4).
All'inizio del contratto il Gruppo combinato ripartisce il prezzo dell'operazione fra le diverse obbligazioni di fare individuate, per riflettere l'importo del corrispettivo a 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, il Gruppo combinato 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 combinato, 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 combinato venderebbe quel bene o servizio separatamente al cliente);

> rilevazione dei ricavi (step 5).

Il Gruppo combinato 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.

> Come primo step, il Gruppo combinato determina se uno dei criteri di adempimento dell'obbligazione nel corso del tempo è soddisfatto. Per ogni obbligazione di fare adempiuta nel corso del tempo, il Gruppo combinato rileva i ricavi nel corso del tempo valutando i progressi verso l'adempimento completo dell'obbligazione utilizzando un metodo basato sugli "output" oppure sugli "input" e applicando un unico 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 sia in grado di valutare ragionevolmente i progressi compiuti verso l'adempimento completo dell'obbligazione di fare, il Gruppo combinato 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 combinato determina il momento in cui il cliente acquisisce il controllo del bene o servizio, considerando se gli indicatori di trasferimento del controllo collettivamente indicano che il cliente ha ottenuto il controllo.

Secondo il tipo di transazione, i criteri generali dell'IFRS 15 utilizzati sono riepilogati di seguito:

- i ricavi delle vendite di beni sono rilevati nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dei beni, se il Gruppo combinato considera che la vendita di tali beni è adempiuta in un determinato momento;
- i ricavi per le prestazioni di servizi 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 combinato 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 del Gruppo combinato alla data di riferimento del bilancio.

Se l'obbligazione di fare rientra in un contratto esistente la cui durata iniziale prevista non è superiore a un anno o se il Gruppo combinato rileva i ricavi generati dall'adempimento dell'obbligazione di fare per l'importo che ha diritto a fatturare al cliente, non vengono fornite le informazioni relative alle rimanenti obbligazioni di fare.

Maggiori dettagli riguardo l'applicazione di tale modello di rilevazione dei ricavi sono forniti nel paragrafo "Giudizi del management" e nella Nota 8a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Se il Gruppo combinato 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 combinato 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 combinato 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 combinato adempie l'obbligazione di fare prevista dal contratto.

Altri proventi operativi

Gli altri proventi operativi riguardano principalmente le plusvalenze da alienazione di beni non derivanti dall'attività caratteristica del Gruppo combinato e i 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 combinato rispetterà tutte le condizioni previste dal governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali per la loro erogazione.

Il beneficio di un finanziamento pubblico ad un tasso d'interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al fair value e il contributo pubblico è misurato come differenza tra il valore contabile iniziale e la provvista ricevuta. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.

I contributi pubblici sono rilevati a Conto economico, con un criterio sistematico, negli esercizi in cui il Gruppo combinato rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.

Quando il Gruppo combinato riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo che il bene al fair value dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.

I contributi pubblici in conto impianti, inclusi quelli sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie, ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (ad esempio, immobili, impianti, macchinari o immobilizzazioni immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

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, o 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 combinato 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.

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.

Imposte sul reddito

Imposte correnti sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.

In particolare tali debiti e crediti sono determinati applicando le aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Le imposte correnti sono rilevate nel conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Imposte sul reddito differite e anticipate

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Una passività fiscale differita viene rilevata per tutte le differenze temporanee imponibili salvo che tale passività derivi dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, quando il Gruppo combinato è in grado di controllare i tempi dell'annullamento delle differenze temporanee ed è probabile che, nel prevedibile futuro, la differenza temporanea non si annullerà.

Le attività per imposte anticipate per tutte le differenze temporanee imponibili, le perdite fiscali o crediti d'imposta non utilizzati sono rilevate quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo.

Le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono rianalizzate ad ogni data di riferimento del bilancio e sono rilevate nella misura in cui è divenuto probabile che un futuro reddito imponibile consentirà di recuperare l'attività fiscale differita.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono rilevate nel conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Le imposte sul reddito differite e anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensate se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento.

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Nella definizione di incertezza, andrà considerato se un dato trattamento fiscale risulterà accettabile per l'Autorità fiscale. Se si ritiene che sia probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale (con il termine probabile inteso come "più probabile che non"), allora il Gruppo combinato rileva e valuta le proprie imposte correnti o differite attive e passive applicando le disposizioni dello IAS 12.

Di converso, se vi è incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito, il Gruppo combinato dovrà riflettere l'effetto di tale incertezza avvalendosi del metodo che meglio prevede la risoluzione del trattamento fiscale incerto. Il Gruppo combinato deve decidere se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, scegliendo l'approccio che meglio prevede la soluzione dell'incertezza. Nel valutare se e in che modo l'incertezza incide sul trattamento fiscale, il Gruppo combinato ipotizza che l'Autorità fiscale accetti o meno un trattamento fiscale incerto presumendo che la stessa, in fase di verifica, controllerà gli importi che ha il diritto di esaminare e che sarà a completa conoscenza di tutte le relative informazioni. Quando conclude che è non è probabile che l'autorità fiscale accetti un trattamento fiscale incerto, il Gruppo

combinato riflette l'effetto dell'incertezza nel determinare le imposte correnti e differite, usando il metodo del valore atteso o dell'importo più probabile, a seconda di quale metodo meglio prevede la soluzione dell'incertezza.

Il Gruppo combinato effettua un significativo ricorso al giudizio professionale nell'identificare le incertezze sui trattamenti ai fini delle imposte sul reddito e riesamina i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che modifichino le sue previsioni sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure le stime effettuate sugli effetti dell'incertezza, o entrambi.

Poiché le posizioni fiscali incerte si riferiscono alla definizione di imposte sul reddito, il Gruppo combinato espone le attività/passività fiscali incerte come imposte correnti o imposte differite.

4. Nuovi principi contabili, modifiche ed interpretazioni

Il Gruppo combinato ha adottato i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2019:

- > "IFRS 16 – *Leasing*", emesso a gennaio 2016, sostituisce lo "IAS 17 – *Leasing*", 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 individua i principi per la rilevazione, la valutazione e la 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.

La natura e gli effetti dei cambiamenti risultanti dall'adozione di questo nuovo principio contabile sono descritti alla Nota 4 "Nuovi principi contabili, modifiche ed interpretazioni".

- > "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 nel corso dell'esercizio, per il resto dell'esercizio dopo la modifica, la società deve determinare:
 - il costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti utilizzando le ipotesi attuariali utilizzate per rideterminare la passività (attività) netta per benefici definiti; e
 - l'interesse netto utilizzando la passività (attività) netta per benefici definiti rideterminata e il tasso di sconto utilizzato per rideterminarla.

Le modifiche chiariscono inoltre che il costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (o l'utile o la perdita al momento dell'estinzione) è determinato senza considerare l'effetto del massimale di attività (cd. asset ceiling), il quale viene determinato in una seconda fase e viene rilevato normalmente nelle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI). Le modifiche non riguardano la contabilizzazione di "fluttuazioni significative di mercato" in assenza di modifica, riduzione o estinzione del piano.

L'applicazione di queste modifiche non ha avuto impatti significativi sul bilancio consolidato combinato.

- > "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.

L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato combinato.

- > "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'applicazione di questa interpretazione non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato combinato.

- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2015 – 2017”, emesso a dicembre 2017; il documento contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
- “IFRS 3 – Aggregazioni aziendali”; le modifiche chiariscono che una società che acquisisce il controllo di un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business, deve applicare i requisiti previsti per un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi. In particolare, deve anche ricalcolare l'intera interessenza che deteneva in precedenza nell'attività a controllo congiunto al fair value alla data di acquisizione. Tali modifiche si applicano alle aggregazioni aziendali la cui data di acquisizione corrisponde, o è successiva, al 1° gennaio 2019.
 - “IFRS 11 – Accordi a controllo congiunto”; 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 detenere il controllo congiunto, acquisisce il controllo congiunto, non deve rimisurare l'interessenza precedentemente detenuta. Tali modifiche si applicano alle operazioni in cui si ottiene il controllo congiunto a partire dal 1 gennaio 2019 o successivamente.
 - “IAS 12 – Imposte sul reddito”; le modifiche chiariscono che gli effetti sulle imposte sul reddito quando la società rileva una passività relativa al dividendo da pagare, sono più direttamente correlati alle transazioni o eventi passati che hanno generato utili distribuibili che alla distribuzione ai soci. Pertanto, la società deve rilevare tali effetti fiscali sui dividendi nel conto economico, nel conto economico complessivo (OCI) o nel patrimonio netto, a seconda di dove la società ha originariamente rilevato tali transazioni o eventi passati.
 - “IAS 23 – Oneri finanziari”; le modifiche chiariscono che la parte dei finanziamenti specifici, originariamente stipulati per sviluppare un qualifying asset e che rimane in essere quando sostanzialmente tutte le operazioni necessarie per predisporre il bene per l'utilizzo previsto o la vendita sono completate, deve essere inclusa nell'ammontare dei finanziamenti generici della società. Le modifiche si applicano agli oneri finanziari sostenuti a partire dal 1 gennaio 2019 o successivamente.

L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti significativi nel presente bilancio consolidato combinato.

5. Modifiche di principi contabili ed informazioni integrative

5.1 Applicazione dell'IFRS 16 “Leasing”

Informazioni sulla transizione

Le società facenti parte del Gruppo combinato hanno adottato l'IFRS 16 *Leasing* utilizzando il metodo retrospettivo modificato, con data di prima applicazione 1° gennaio 2019; con questo metodo, il principio viene applicato retroattivamente contabilizzando l'effetto cumulato dell'applicazione iniziale dell'IFRS 16 alla data di prima applicazione. Conseguentemente i dati comparativi (per l'esercizio 2018) non sono stati rideterminati e sono presentati, come in precedenza evidenziato, ai sensi dello IAS 17 e relative Interpretazioni. Inoltre, le disposizioni dell'IFRS 16 relative alle informazioni integrative non sono state applicate ai dati comparativi.

Per la transizione all'IFRS 16, il Gruppo combinato ha deciso di utilizzare l'espedito pratico di non rideterminare se un contratto è, o contiene un leasing, al 1° gennaio 2019. Pertanto, alla data dell'applicazione iniziale, il Gruppo combinato ha applicato il principio solo ai contratti che erano stati precedentemente identificati come leasing ai sensi degli IAS 17 e IFRIC 4 alla data dell'applicazione iniziale.

Nella transizione al nuovo principio contabile, il Gruppo combinato:

- > non ha modificato i valori contabili delle attività e passività rilevate alla data di applicazione iniziale relativamente ai contratti di leasing precedentemente classificati come leasing finanziari ai sensi dello IAS 17;
- > ha rilevato attività consistenti nel diritto di utilizzo e passività del leasing in relazione ai contratti precedentemente classificati come leasing operativi in applicazione dello IAS 17, ad eccezione dei leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore", i cui importi sono considerati non significativi e per i quali non è richiesta nessuna rettifica alla data di transizione. Alla data di applicazione iniziale, il Gruppo combinato ha principalmente rilevato l'attività consistente nel diritto di utilizzo per un importo pari alla passività del leasing, rettificata dell'ammontare di eventuali risconti attivi o ratei passivi derivanti da tale contratto e rilevati nello stato patrimoniale immediatamente precedente la data dell'applicazione iniziale. Le passività del leasing sono state rilevate al valore attuale dei restanti pagamenti dovuti, utilizzando come tasso di attualizzazione il tasso di finanziamento marginale al 1° gennaio 2019 della società del Gruppo combinato locataria.

Nell'applicazione dell'IFRS 16 ai contratti di leasing precedentemente identificati come leasing operativi, ai sensi dello IAS 17, il Gruppo combinato si è avvalso dei seguenti espedienti pratici:

- > utilizzo della propria valutazione in merito all'onerosità dei leasing mediante l'applicazione delle disposizioni dello IAS 37 immediatamente prima della data dell'applicazione iniziale, rettificando, alla data di prima applicazione, le attività consistenti nel diritto di utilizzo per l'importo degli accantonamenti per leasing onerosi rilevati immediatamente prima della data dell'applicazione iniziale;
- > applicazione dell'eccezione alla rilevazione prevista per i contratti di leasing di durata inferiore ai 12 mesi dalla data dell'applicazione iniziale;
- > applicazione dell'eccezione alla rilevazione prevista per i contratti di leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore" e il cui importo è stimato come non significativo;
- > uso delle esperienze acquisite, in particolare per determinare la durata del leasing per i contratti che contengono opzioni di proroga o di risoluzione del leasing.

L'IFRS 16 riguarda sostanzialmente tutte le società del Gruppo combinato che agiscono in qualità di locatario. I casi più significativi interessati dalle nuove disposizioni dell'IFRS 16 riguardano principalmente le attività consistenti nel diritto di utilizzo relativo a immobili, diritti di superficie di impianti rinnovabili, autovetture e altri mezzi di trasporto e altre attrezzature tecniche.

Il Gruppo combinato non è tenuto a compiere rettifiche in fase di transizione per i contratti di leasing in cui agisce in qualità di locatore.

Milioni di euro

ATTIVITA'	al 31.12.2018	Effetto IFRS16	al 01.01.2019
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	3.270	29	3.299
Attività immateriali	143	-	143
Avviamento	149	-	149
Attività per imposte anticipate	7	-	7
Derivati	26	-	26
Altre attività finanziarie non correnti	38	-	38
Altre attività non correnti	34	-	34
<i>[Totale]</i>	3.669	29	3.698
Attività correnti			
Rimanenze	7	-	7
Crediti commerciali	173	-	173
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	(1)	-	(1)
Crediti imposte sul reddito	10	-	10
Derivati	30	-	30
Altre attività finanziarie correnti	80	-	80
Altre attività correnti	224	-	224
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	497	-	497
<i>[Totale]</i>	1.020	-	1.020

Attività classificate come possedute per la vendita	679	2	681
TOTALE ATTIVITÀ	5.368	31	5.399

Milioni di euro

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	al 31.12.2018	Effetto IFRS16	al 01.01.2019
Patrimonio netto del Gruppo			
Capitale sociale	2.847	-	2.847
Altre riserve	-335	-	-335
Utili e perdite accumulati	345	-	345
	<i>[Totale]</i>		2.857
Interessenze di terzi	221	-	221
Totale patrimonio netto	3.078	-	3.078
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	768	24	792
Benefici ai dipendenti	1	-	1
Fondi rischi e oneri quota non corrente	15	-	15
Passività per imposte differite	42	-	42
Derivati	5	-	5
Altre passività non correnti	3	-	3
	<i>[Totale]</i>	24	858
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	266	-	266
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	425	5	430
Debiti commerciali	216	-	216
Debiti per imposte sul reddito	10	-	10
Derivati	12	-	12
Altre passività finanziarie correnti	50	-	50
Altre passività correnti	58	-	58
	<i>[Totale]</i>	5	1.042
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	419	2	421
Totale passività	2.290	31	2.321
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	5.368	31	5.399

Milioni di euro

2019

Effetto IFRS 16

Totale costi ⁽¹⁾	(3)
Risultato operativo	3
Oneri finanziari	3
Risultato prima delle imposte	-
Imposte	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-

(1) Il dato include minori costi per servizio e godimento di beni di terzi per 4 milioni di euro e maggiori ammortamenti per 1 milione di euro

Riconciliazione IFRS 16

Milioni di euro

Pagamenti minimi dovuti per leasing operativi al 31.12.2018	131
(Effetto dell'attualizzazione)	(102)
Passività per leasing al 1° gennaio 2019	29

6. Principali variazioni dell'area di consolidamento

Cessione di otto società proprietarie di impianti rinnovabili in Brasile

In data 31 maggio 2019 è stata finalizzata, tramite Enel Green Power Brasil Participações Ltda, la cessione del 100% di tre impianti rinnovabili in esercizio in Brasile. Il corrispettivo totale dell'operazione, incassato al closing dell'operazione, è pari all'enterprise value degli impianti ed ammonta a circa 2,7 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 603 milioni di euro.

Milioni di euro	
Valore dell'operazione	603
Attività nette cedute	(565)
Oneri accessori	(4)
Riversamento riserva OCI	(41)
Minusvalenza	(7)

7. Dati economici e patrimoniali per area geografica

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area geografica è effettuata tenendo presente che il business (generazione rinnovabile) è unico e comune a tutte le società per le quali è predisposto il bilancio consolidato combinato.

Risultati per area geografica del 2019 e del 2018

Risultati 2019

Milioni di euro	Argentina	Brasile	Cile	Colombia	Costa Rica	Guatemala	Perù	Panama	Totale
Totale ricavi	-	290	-	6	22	47	45	169	579
Totale costi	1	78	3	7	6	23	11	57	186
Ammortamenti	-	79	-	2	14	11	11	16	133
Impairment	-	1	-	-	-	1	-	-	2
Ripristini di valore	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Risultato operativo	(1)	132	(3)	(3)	2	12	23	96	258
Investimenti	1	693	-	29	-	3	2	4	732

Risultati 2018

Milioni di euro	Argentina	Brasile	Cile	Colombia	Costa Rica	Guatemala	Perù	Panama	Totale
Totale ricavi	-	377	-	-	36	52	28	151	644
Totale costi	1	120	3	3	6	22	7	39	201
Ammortamenti	-	80	-	-	20	10	10	14	134
Impairment	-	-	-	-	1	-	17	-	18
Ripristini di valore	-	-	-	-	(1)	1	-	-	-
Risultato operativo	(1)	177	(3)	(3)	8	21	(6)	98	291
Investimenti	-	198	-	61	2	5	32	6	304

Dati patrimoniali per area geografica

Al 31 dicembre 2019

Milioni di euro	Argentina	Brasile	Cile	Colombia	Costa Rica	Guatemala	Perù	Panama	Totale
Immobili, impianti e macchinari	1	2.516	-	85	283	344	297	380	3.906
Attività immateriali	2	571	-	55	-	29	71	53	781
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	-	-	-	-	(1)	-	-	1	-
Crediti commerciali	-	109	1	-	2	14	11	43	180
Altro	1	26	-	2	110	6	4	11	160
Attività Operative	4	3.222	1	142	394	393	383	488	5.027
Debiti commerciali	6	439	-	12	8	3	15	8	491
Fondi diversi	-	16	1	5	-	-	2	6	30
Altro	-	95	1	1	3	2	4	3	109
Passività Operative	6	550	2	18	11	5	21	17	630

Al 31 dicembre 2018

Milioni di euro	Argentina	Brasile	Cile	Colombia	Costa Rica	Guatemala	Perù	Panama	Totale
Immobili, impianti e macchinari	-	2.494	-	61	290	339	307	380	3.871
Attività immateriali	2	213	-	10	-	30	11	54	320
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	-	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)
Crediti commerciali	-	136	-	-	5	6	14	38	199
Altro	-	40	1	1	107	6	2	2	159
Attività Operative	2	2.883 ⁽¹⁾	1	72	401	381	334	474	4.548
Debiti commerciali	4	184	-	11	7	5	16	6	233
Fondi diversi	-	8	-	1	-	-	3	6	18
Altro	-	48	1	1	3	2	8	-	63
Passività Operative	4	240 ⁽²⁾	1	13	10	7	27	12	314

(1) Di cui 658 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 34 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 combinate.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Totale attività	5.597	5.368
Partecipazioni valutate con il metodo del PN	2	2
Derivati attivi non correnti	27	26
Altre attività finanziarie non correnti	36	38
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	22	23
Attività finanziarie correnti	66	80
Derivati attivi correnti	1	30
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	297	497
Attività per imposte anticipate	23	7
Crediti tributari	96	96
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	-	21
Attività di settore	5.027	4.548
Totale passività	2.097	2.290
Finanziamenti a lungo termine	976	768
Derivati passivi non correnti	7	5
Finanziamenti a breve termine	248	266
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	93	425
Passività finanziarie correnti	60	50
Derivati passivi correnti	14	12
Passività di imposte differite	52	42
Debiti per imposte sul reddito	1	10
Debiti tributari diversi	16	13
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	-	385
Passività di settore	630	314

8. Ricavi

8.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 567 milioni

Milioni di euro

	2019	2018	Variazioni	
Ricavi da vendite di energia	563	631	(68)	-10,8%
Altre vendite e prestazioni	4	1	3	-
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	567	632	(65)	-10,3%

I "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" sono riferibili esclusivamente a contratti con clienti (IFRS15) ed ammontano nel 2019 a 567 milioni di euro, registrando un decremento di 65 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale decremento è principalmente riconducibile al Brasile (-87 milioni di euro) dove la vendita di energia è stata influenzata negativamente dal prezzo più basso dell'energia sul mercato libero - SPOT nel 2019 (R \$ 196,91 per MW) rispetto al prezzo nel 2018 (R \$ 280,86 per MW) e per effetto della variazione di perimetro, avvenuta a maggio 2019, legata alla vendita di tre impianti.

Questi effetti sono stati in parte compensati dai maggiori ricavi (+10 milioni di euro) rilevati dalla società Enel Green Power Perù Sa, principalmente per l'intera operatività nel 2019 dei due nuovi impianti di generazione Rubi e Wayra entrati in esercizio nel corso del 2018.

I ricavi da contratti con clienti (IFRS15) sono ripartiti tra "point in time" e "over time" così come esposto nella tabella seguente:

Milioni di euro	2019	
	Totale	
	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	541	26

Obbligazioni di fare

La seguente tabella fornisce informazioni circa le obbligazioni di fare di alcune società rientranti nel perimetro del bilancio consolidato combinato relativamente alle principali tipologie di ricavo, riassumendo i giudizi professionali espressi e i connessi principi contabili di rilevazione dei ricavi:

<i>Tipo di prodotto/servizio</i>	<i>Natura e tempistica della soddisfazione dell'obbligazione di fare</i>	<i>Principi contabili</i>
Lavori su ordinazione	I lavori su ordinazione di norma comprendono un'obbligazione di fare che viene adempiuta nel corso del tempo; per tali contratti, il Gruppo combinato generalmente considera adeguato l'uso di un metodo di valutazione dei progressi nell'adempimento dell'obbligazione di fare basato sugli input, a meno che un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo diverso, che meglio rappresenti l'obbligazione di fare del Gruppo combinato soddisfatta alla data di riferimento del bilancio consolidato combinato.	<p>Per i lavori su ordinazione che includono un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo, il Gruppo combinato rileva i ricavi nel corso del tempo misurando il progresso verso il completo adempimento di tale obbligazione.</p> <p>Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) sia generalmente considerato il miglior metodo per misurare i progressi verso l'adempimento dell'obbligazione di fare del Gruppo combinato alla data di riferimento del bilancio consolidato combinato.</p> <p>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.</p>

8.b Altri proventi – Euro 12 milioni

Milioni di euro

	2019	2018	Variazioni	
Rimborsi vari	-	10	(10)	-
Plusvalenze da alienazione di attivita' materiali e immateriali	7	-	7	-
Altri proventi	5	2	3	-
Totale	12	12	-	-

I “Rimborsi vari” si riducono di 10 milioni di euro prevalentemente in Costa Rica per una quota di indennizzi registrata nel 2018 dalla società Chucas relativi ad un procedimento arbitrale con un fornitore per la realizzazione dell'impianto idroelettrico.

La voce “Plusvalenze da alienazione” ammonta a 7 milioni di euro nel 2019 ed accoglie la plusvalenza relativa alla vendita di linee di trasmissione degli impianti Rubi e Wayra di Enel Green Power Perù Sa.

9. Costi

9.a Acquisti di Energia elettrica– Euro 54 milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Energia elettrica	54	67	(13)	-19,4%
Totale	54	67	(13)	-19,4%

Gli acquisti di “Energia elettrica” nel 2019 si riducono di 13 milioni di euro prevalentemente in Brasile per effetto del minore acquisto di energia e della variazione di perimetro conseguente alla cessione, a maggio 2019, di tre impianti rinnovabili, solo in parte compensato dai maggiori costi sostenuti in Panama.

9.b Servizi e altri materiali – Euro 96 milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Vettoramenti passivi	11	12	(1)	-8,3%
Manutenzioni e riparazioni	9	6	3	50,0%
Telefoniche e postali	2	2	-	-
Servizi di comunicazione	1	1	-	-
Servizi informatici	1	1	-	-
Godimento beni di terzi	1	5	(4)	-80,0%
Altri servizi	66	73	(7)	-9,6%
Altri materiali	5	5	-	-
Totale	96	105	(9)	-8,6%

I costi per servizi ed altri materiali, pari a 96 milioni di euro nel 2019, registrano un decremento di 9 milioni di euro rispetto all'esercizio 2018. Tale decremento è da riferirsi prevalentemente alla voce “Altri servizi” per i minori costi operativi in Brasile.

9.c Costo del personale – Euro 48 milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Salari e stipendi	36	34	2	5,9%
Oneri sociali	6	6	-	-
Trattamento di fine rapporto	1	2	(1)	-50,0%
Altri costi	5	11	(6)	-54,5%
Totale	48	53	(5)	-9,4%

Il costo del personale dell'esercizio 2019, pari a 48 milioni di euro, registra un decremento di 5 milioni di euro.

L'organico del Gruppo combinato aumenta di 41 risorse, a seguito dell'aumento delle consistenze in Brasile per 64 unità ed in Colombia per 3 unità. Tali aumenti vengono solo parzialmente compensati dalla diminuzione delle unità in Argentina, Perù, Costa Rica, Guatemala e Panama.

L'incremento dei "salari e stipendi" per 2 milioni di euro è coerente con l'aumento della consistenza media rispetto al 2019.

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 2019.

	Consistenza media			Consistenza
	2019	2018	2019-2018	al 31.12.2019
Manager	12	8	4	12
Middle manager	84	73	11	94
White collar	420	384	36	477
Blue collar	192	226	(34)	147
Totale	708	691	17	730

9.d Ammortamenti e altri impairment – Euro 134 milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Immobili, impianti e macchinari	127	127	-	-
Attività immateriali	6	7	(1)	-14,3%
Altri Impairment	1	17	(16)	-94,1%
Totale	134	151	(17)	-11,3%

La voce "ammortamenti e altri impairment" nel 2019 presenta un decremento di 17 milioni di euro prevalentemente per effetto dei maggiori impairment rilevati in Perù nel 2018 a seguito della rinuncia del progetto Ayanunga. Gli ammortamenti di Immobili, impianti e macchinari sono invariati a seguito dei maggiori ammortamenti in Perù, Colombia e Panama, compensati dai minori ammortamenti in Costa Rica.

9.e Altri costi operativi – Euro 15 milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Minusvalenze da alienazione di attivita' materiali e immateriali	1	-	1	-
Imposte e tasse	6	7	(1)	-14,3%
Altri	8	3	5	-
Totale	15	10	5	50,0%

Gli altri costi operativi si incrementano di 5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente soprattutto per effetto della minusvalenza derivante dalla cessione di tre impianti da parte di Enel Green Power Brasil Participações Ltda a maggio 2019.

9.f Costi per lavori interni capitalizzati – Euro (27) milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Personale	(17)	(20)	3	-15,0%
Materiali	(9)	(1)	(8)	-
Altri	(1)	(13)	12	-92,3%
Totale	(27)	(34)	7	-20,6%

Gli oneri capitalizzati si decrementano di 7 milioni di euro principalmente per effetto della minore capitalizzazione di risorse interne in Brasile, Colombia e Perù.

10. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Proventi:				
- proventi da derivati designati come strumenti di copertura	85	65	20	30,8%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	9	4	5	-
Totale proventi	94	69	25	36,2%
Oneri:				
- oneri da derivati designati come strumenti di copertura	(93)	(33)	(60)	-
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(10)	(2)	(8)	-
Totale oneri	(103)	(35)	(68)	-
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	(9)	34	(43)	-

Gli oneri netti da contratti derivati su tassi e cambi presentano complessivamente un saldo di 9 milioni di euro nel 2019 (mentre nel 2018 sono stati rilevati proventi netti per 34 milioni di euro) che risulta così composto:

- > oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati designati come strumenti di copertura, per 8 milioni di euro (proventi netti per 32 milioni di euro nel 2018), riferiti soprattutto a relazioni di copertura di cash flow hedge per la copertura del rischio di cambio;

> oneri netti sui derivati al fair value con impatto a conto economico per 1 milione di euro (proventi netti per 2 milioni di euro nel 2018).

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 40 "Derivati e hedge accounting".

11. Altri proventi/(Oneri) finanziari netti

Altri proventi finanziari

Milioni di euro				
	2019	2018	2019-2018	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	13	5	8	-
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	2	2	-	-
Totale interessi attivi al tasso effettivo	15	7	8	-
Differenze positive di cambio	60	83	(23)	-27,7%
Altri proventi	18	23	(5)	-21,7%
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	93	113	(20)	-17,7%

Gli "Altri proventi finanziari", pari a 93 milioni di euro, registrano un decremento di 20 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, dovuto prevalentemente alla riduzione, pari a 23 milioni di euro, delle differenze positive di cambio che risente soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro. Tale variazione è riferita essenzialmente alle società brasiliane (-33 milioni di euro ed in parte compensata dall'incremento dei proventi per differenze cambio nella società colombiana El Paso Solar (11 milioni di euro). Tale effetto è in parte compensato dall'incremento, pari a 8 milioni di euro, degli interessi attivi sui crediti finanziari a lungo termine relativi soprattutto alle società brasiliane.

Altri oneri finanziari

Milioni di euro				
	2019	2018	2019-2018	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	66	63	3	4,8%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	27	20	7	35,0%
Totale interessi passivi	93	83	10	12,0%
Differenze negative di cambio	76	165	(89)	-53,9%
Attualizzazione altri fondi	3	-	3	-
Altri oneri	67	55	12	21,8%
TOTALE ONERI FINANZIARI	239	303	(64)	-21,1%

Gli "Altri oneri finanziari", pari a 239 milioni di euro, evidenziano un decremento complessivo di 64 milioni di euro rispetto al 2018 dovuto principalmente alla riduzione, pari a 89 milioni di euro, delle differenze negative di cambio che risente soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro. Tale variazione è riferita sostanzialmente alle società brasiliane (-93 milioni di euro) e in parte compensata dall'incremento degli oneri per differenze di cambio nella società colombiana El Paso Solar (5 milioni di euro). Tale effetto risulta parzialmente compensato da:

- > incremento degli oneri finanziari per commissioni su garanzie ricevute per 12 milioni di euro, essenzialmente riferito alle società brasiliane (9 milioni di euro) e alla società Enel Green Power Perù (2 milioni di euro);
- > aumento degli interessi passivi su finanziamenti bancari e non bancari per 10 milioni di euro relativo prevalentemente alle società brasiliane;
- > incremento degli oneri per l'attualizzazione di fondi rischi e oneri per 3 milioni di euro soprattutto nelle società brasiliane.

12. Imposte

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Imposte correnti	48	57	(9)	-15,8%
Totale Imposte correnti	48	57	(9)	-15,8%
Imposte differite	4	-	4	-
Imposte anticipate	(9)	(4)	(5)	-
TOTALE	43	53	(10)	-18,9%

Il minore ammontare delle imposte del 2019 rispetto all'esercizio precedente è ascrivibile, essenzialmente, al minor risultato conseguito principalmente in Brasile.

Per la movimentazione delle imposte anticipate e differite si rimanda alla Nota 18.

13. Immobili, impianti e macchinari

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2019 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immob. in corso e acconti	Totale
Costo storico al netto degli impairment cumulati	12	429	2.811	14	24	-	1	418	3.709
Fondo ammortamento	-	40	371	9	18	-	1	-	439
Consistenza al 31.12.2018	12	389	2.440	5	6	-	-	418	3.270
Investimenti	-	-	-	-	1	-	-	723	724
IFRS 16 al 1° gennaio 2019	-	-	-	-	-	29	-	-	29
Passaggi in esercizio	-	46	265	-	2	-	-	(313)	-
Differenze di cambio	-	(4)	(3)	-	-	-	-	(16)	(23)
Dismissioni	-	-	(11)	-	(1)	-	-	-	(12)
Ammortamenti	-	(17)	(97)	(2)	(2)	(4)	-	-	(122)
Impairment	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Altri movimenti	1	3	5	1	-	10	-	21	41
Totale variazioni	1	28	159	(1)	-	35	-	414	636
Costo storico al netto degli impairment cumulati	13	472	3.076	15	20	37	1	832	4.466
Fondo ammortamento	-	55	477	11	14	2	1	-	560
Consistenza al 31.12.2019	13	417	2.599	4	6	35	-	832	3.906

La voce immobilizzazioni in corso e acconti evidenzia gli investimenti in corso di realizzazione, soprattutto in Brasile.

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2019 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 724 milioni di euro, registrano un incremento rispetto al 2018 di 425 milioni di euro.

Milioni di euro	2019	2018
Impianti di produzione:		
- idroelettrici	18	14
- con fonti energetiche alternative	690	285
Totale impianti di produzione	708	299
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	16	-
TOTALE	724	299

Gli investimenti in impianti di produzione si riferiscono ad impianti eolici per 399 milioni di euro, collocati principalmente in Brasile e relativi al progetto di Lagoa Dos Ventos, Morro do Chapéu II, Delfina VIII, Cumaru e altri progetti minori.

Gli impianti solari risultano pari a 291 milioni di euro e riguardanti il progetto di São Gonçalo in Brasile e l'impianto di El Paso Solar in Colombia.

In Guatemala, Perù e Panama gli investimenti fanno riferimento soprattutto alla manutenzione degli impianti in esercizio.

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 15.

Gli “altri movimenti” includono principalmente l’effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificatamente dedicati a investimenti effettuati per 16 milioni di euro (19 milioni di euro nel 2018) così dettagliati:

Milioni di euro

	2019	Tasso %	2018	Tasso %	2019-2018	
Enel Green Power Brasile	16	5,8%	19	0,9%	(3)	-15,8%
Totale	16		19		(3)	-15,8%

14. 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 produzione di energia elettrica in Brasile.

Nella seguente tabella si riepilogano gli elementi rilevanti di tali concessioni:

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della concessione	Periodo residuo della concessione	Opzione di rinnovo	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2019
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
Totale							36

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 41 “Attività misurate al fair value”.

15. Leasing

Gli effetti al 1° gennaio 2019 per l’applicazione dell’IFRS 16 sugli impianti, immobili e macchinari ammonta a 29 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
Totale al 31 dicembre 2018	-	-	-	-	-
IFRS16 al 1 gennaio 2019	29	-	-	-	29
Ammortamento	(2)	-	-	(2)	(4)
Altri movimenti	5	-	-	5	10
Totale al 31 dicembre 2019	32	-	-	3	35

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

Milioni di euro	31.12.2019
Totale al 31 dicembre 2018	-
IFRS16 al 1 gennaio 2019	29
Incrementi	1
Pagamenti	(3)
Altri movimenti	4
Totale	31
di cui a medio lungo termine	29
di cui a breve termine	2

Milioni di euro	2019
Ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo	4
Interessi passivi sulle passività del leasing	3
Totale	7

16. Attività immateriali

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	15	3	91	-	69	-	11	-	189
Fondo ammortamento	-	2	38	-	6	-	-	-	46
Consistenza al 31.12.2018	15	1	53	-	63	-	11	-	143
Investimenti	-	-	-	-	-	-	8	-	8
Passaggi in esercizio	7	-	-	-	-	-	(7)	-	-
Differenze di cambio	-	-	-	-	(4)	-	-	-	(4)
Variazioni perimetro di consolidamento	4	-	-	-	-	-	2	-	6
Ammortamenti	-	-	(2)	-	(3)	-	-	-	(5)
Altri movimenti	(15)	-	(1)	-	150	-	1	-	135
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Totale variazioni	(4)	-	(3)	-	143	-	5	-	141
Costo storico al netto degli impairment cumulati	11	3	91	-	215	-	16	-	336
Fondo ammortamento	-	2	41	-	9	-	-	-	52
Consistenza al 31.12.2019	11	1	50	-	206	-	16	-	284

I “Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno” sono costituiti in prevalenza dai costi sostenuti per l’acquisizione di software applicativi a titolo di proprietà e a titolo di licenza d’uso a tempo indeterminato. Le principali applicazioni riguardano la fatturazione e gestione clienti, lo sviluppo dei portali internet e la gestione amministrativa dei sistemi aziendali. L’ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione (mediamente tra i tre e i cinque anni). Le “Concessioni, licenze, marchi e diritti simili” includono gli oneri sostenuti per l’acquisizione della clientela dalle società di vendita del gas e da quelle di distribuzione dell’energia elettrica all’estero.

L’ammortamento è calcolato in quote costanti lungo la durata media dei rapporti con i clienti acquisiti o delle concessioni.

La “Variazione del perimetro di consolidamento” dell’esercizio 2019 si riferisce principalmente all’acquisizione della società peruviana Empresa de Generación Eléctrica los Pinos S.a. e di alcune società brasiliane.

Gli “altri movimenti” accolgono i costi di progettazione connessi all’acquisizione di talune società veicolo brasiliane.

17. Avviamento

Milioni di euro	al 31.12.2018			Altri movimenti	al 31.12.2019		
	Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto		Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto
Argentina	2	-	2	-	2	-	2
Perù	11	-	11	54	65	-	65
Colombia	7	-	7	40	47	-	47
Brasile	106	-	106	254	360	-	360
Panama	23	-	23	-	23	-	23
Totale	149	-	149	348	497	-	497

Al 31 dicembre 2019, a seguito di modifiche organizzative che hanno comportato la ridefinizione dei settori operativi, gli avviamenti di Enel SpA rilevati sui precedenti settori (costituiti dalle aree geografiche) del Sud America e del Centro America sono stati riattribuiti ai diversi business in base ai Fair Value relativo come previsto dai principi contabili internazionali di riferimento. Da ciò ne ha conseguito una diversa allocazione di tali avviamenti anche con riferimento alle CGU identificate a livello di Gruppo combinato. Tale riallocazione ha comportato la rilevazione complessiva di un maggior avviamento per 348 milioni di euro così come dettagliato negli “Altri movimenti” della tabella di sopra.

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.

Le attività incluse in ogni CGU sono individuate anche sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora nell’ambito del cosiddetto business model adottato.

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 da parte delle attività di generare flussi finanziari in entrata indipendenti.

Nell'ambito della generazione non convenzionale rinnovabile in Centro e Sud America sono state identificate le seguenti CGU per area geografica:

- 1) Brasile
- 2) Perù
- 3) Colombia
- 4) Argentina
- 5) Panama, Guatemala e Costa Rica

In quest'ultimo caso i tre Paesi sono ricompresi nella medesima CGU a seguito delle numerose interdipendenze gestionali, per il fatto che i risultati conseguiti sono misurati cumulativamente nel modello di business e tenendo in considerazione che la responsabilità di tali risultati fa capo al medesimo 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:

- > per il periodo esplicito dal piano industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, 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 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 è pari a 5 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.

Il valore terminale è stimato in base alle specificità de business relativi alle diverse CGU sottoposte alla procedura di impairment. In particolare, trattandosi di business da fonti rinnovabili, esso viene stimato come rendita annua per tenere conto del i) 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 all'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento.

Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio, ad eccezione di quanto indicato successivamente.

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore, in particolare WACC, tasso di crescita di lungo periodo e margini, le cui risultanze supportano integralmente tale valore.

Di seguito viene riportata la composizione del saldo dei principali avviamenti per società a cui la cash generating unit appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal Value ⁽³⁾
al 31.12.2019					
Argentina	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Perù	65	2,01%	7,40%	5 anni	23 anni
Colombia	47	3,00%	9,31%	5 anni	27 anni
Brasile	360	3,75%	10,93%	5 anni	26 anni
Panama	23	2,01%	7,91%	5 anni	13 anni

(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.

Al 31 dicembre 2019 dagli impairment test effettuati sulle CGU sulle quali risultava allocato avviamento non sono emerse perdite di valore.

18. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite

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
Attività per imposte anticipate:							
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1	-	-	-	-	-	1
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	2	-	-	-	-	-	2
- perdite fiscalmente riportabili	1	1	-	-	(1)	-	1
- valutazione strumenti finanziari	1	(1)	2	-	-	-	2
- altre partite	2	9	-	-	6	-	17
Totale	7	9	2	-	-	5	23
Passività per imposte differite:							
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	41	-	-	-	1	7	49
- altre partite	1	4	-	-	(2)	-	3
Totale	42	4	-	-	1	5	52
Attività per imposte anticipate non compensabili							22
Passività per imposte differite non compensabili							52
Passività per imposte differite nette compensabili							(1)

Le “Attività per imposte anticipate” iscritte in bilancio al 31 dicembre 2019, in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari a 23 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2018)

Le imposte anticipate nel corso dell’anno si incrementano di 16 milioni di euro, principalmente in Perù, ed in Colombia per maggiori stanziamenti a fronte di perdite pregresse. Si segnala inoltre che alla data del 31 dicembre 2019 le imposte anticipate non iscritte a fronte di perdite fiscali da parte delle società rientranti nel perimetro del presente bilancio consolidato combinato ammontano a 117 milioni di euro.

Le “Passività per imposte differite”, pari a 52 milioni di euro al 31 dicembre 2019 (42 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 incrementano complessivamente di 10 milioni di euro, in particolare in Perù.

19. 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	27	26	1	30
Contratti derivati passivi	7	5	14	12

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, si rimanda a quanto commentato nella nota 40 rispettivamente per i derivati di copertura e i derivati di trading.

20. Altre attività finanziarie non correnti

Milioni di euro	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	-	3	(3)	-
Crediti e titoli inclusi nell’indebitamento finanziario netto (vedi Nota 20.1)	1	-	1	-
Accordi per servizi in concessione	35	35	-	-
Totale	36	38	(2)	-5,3%

Le “Altre attività finanziarie non correnti” sono rappresentate essenzialmente dalle attività relative agli “Accordi per servizi in concessione” registrate in Brasile che 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.

20.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell’indebitamento finanziario netto

Milioni di euro	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Crediti finanziari diversi	1	-	1	-
Totale	1	-	1	-

I “Crediti finanziari diversi” sono rappresentati da depositi cauzionali, rilevati dalle società brasiliane, a fronte di prestiti ricevuti.

21. Altre attività non correnti

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Altri crediti	31	34	(3)	-8,8%
Totale	31	34	(3)	-8,8%

La voce “Altri crediti” al 31 dicembre 2019 include principalmente crediti tributari per 22 milioni di euro (23 milioni di euro al 31 dicembre 2018), registrati per 21 milioni di euro da Renovables de Guatemala e per 1 milione di euro da Transmisora de Energia Renovable; la suddetta voce include anche 7 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2018) per depositi cauzionali attivi di natura operativa maggiori di 12 mesi, registrati dalle società del gruppo Enel Green Power Brasile.

22. Rimanenze

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- materiali, apparecchi e altre giacenze	9	7	2	28,6%
TOTALE	9	7	2	28,6%

Le rimanenze, pari a 9 milioni di euro, sono costituite essenzialmente da materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti di generazione e risultano sostanzialmente in linea con quanto rilevato nel precedente esercizio.

23. Crediti commerciali

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	81	67	14	20,9%
- altre attività	83	94	(11)	-11,7%
Totale crediti verso clienti	164	161	3	1,9%
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	16	12	4	33,3%
Totale	180	173	7	4,0%

I crediti commerciali complessivamente pari a 180 milioni di euro sono relativi per 164 milioni di euro a crediti verso clienti (161 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e per 16 milioni di euro a crediti verso società collegate e a controllo congiunto (12 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 37 “Strumenti finanziari”.

24. Altre attività finanziarie correnti

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	64	77	(13)	-16,9%
Altre	2	3	(1)	-33,3%
Totale	66	80	(14)	-17,5%

24.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento – Euro 64 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Crediti finanziari a breve termine	64	77	(13)	-16,9%
Totale	64	77	(13)	-16,9%

Il decremento della voce “Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento” pari a 13 milioni di euro è essenzialmente riconducibile alla riduzione dei crediti finanziari registrati dalla società Generadora Montecristo SA nei confronti di Enel Finance International NV in parte compensata dall'aumento di altri crediti di natura finanziaria vantati dalla società Enel Fortuna SA sempre nei confronti di Enel Finance International NV.

25. Altre attività correnti

Le “Altre attività correnti” sono dettagliate come segue:

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Anticipi a fornitori	15	3	12	-
Crediti verso il personale	1	1	-	-
Crediti verso altri	125	133	(8)	-6,0%
Crediti tributari diversi	85	86	(1)	-1,2%
Ratei e risconti attivi operativi	1	1	-	-
Totale	227	224	3	1,3%

Rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2018, le “altre attività correnti” si incrementano di 3 milioni di euro sostanzialmente per effetto dei maggiori acconti versati a fornitori per 12 milioni di euro in parte compensati dalla riduzione degli altri crediti non finanziari complessivamente pari a 8 milioni di euro.

26. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, sono totalmente rappresentate da depositi bancari e postali e non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Depositi bancari e postali	297	497	(200)	-40,2%
Totale	297	497	(200)	-40,2%

27. Attività e gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2019 è di seguito dettagliata:

Milioni di euro

	al 31.12.2018	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e Variaz. perimetro di consolid.	Perdite di valore	Altri movimenti	al 31.12.2019
Immobili, impianti e macchinari	601	-	(594)	-	(7)	-
Attività immateriali	5	-	(7)	-	2	-
Avviamento	23	-	(23)	-	-	-
Altre attività non correnti	1	-	(1)	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	-	(33)	-	12	-
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	28	-	(23)	-	(5)	-
Totale	679	-	(681)	-	2	-

Le passività, invece, si movimentano nell'esercizio 2019 nel seguente modo:

Milioni di euro

	al 31.12.2018	Dismissioni e Variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2019
Finanziamenti a lungo termine	99	(100)	1	-
Fondi rischi e oneri quota non corrente	2	(2)	-	-
Altre passività non correnti	2	(2)	-	-
Finanziamenti a breve termine	284	-	(284)	-
Altre passività finanziarie correnti	1	-	(1)	-
Debiti commerciali e altre passività correnti	31	(11)	(20)	-
Totale	419	(115)	(304)	-

La variazione di periodo riguarda sostanzialmente la cessione, avvenuta a maggio 2019, di alcune società rinnovabili brasiliane precedentemente classificate come disponibili per la vendita.

28. Patrimonio netto totale

28.1 Patrimonio netto del Gruppo consolidato combinato – Euro 3.276 milioni

Riserva di consolidamento per bilancio consolidato combinato – Euro 2.900 milioni

Tale riserva accoglie le partecipazioni e i relativi movimenti delle società del Gruppo combinato. In altri termini, i valori relativi alle partecipazioni delle società ricomprese nel perimetro di consolidamento, utile alla definizione dei bilanci consolidati combinati, sono stati riattribuiti in contropartita alla riserva di consolidamento per bilancio consolidato combinato.

Altre riserve – Euro (332) milioni

Riserva conversione bilanci in valuta estera – Euro (318) milioni

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 13 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 25 milioni

Includono i proventi netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge). Si segnala la variazione di perimetro di 41 milioni di euro a seguito della vendita di alcune società brasiliane titolari di tre impianti rinnovabili.

L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 2 milioni di euro.

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging– Euro (39) milioni

Tali riserve accolgono, in applicazione dell'IFRS 9, la variazione di fair value dei currency basis point e dei punti forward.

Utili e perdite accumulate - Euro 708 milioni

Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevate negli Other Comprehensive Income, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro

	al 31.12.2018			Variazioni			al 31.12.2019					
	Totale	Di cui Gruppo	Di cui Terzi	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciate a Conto economico	Imposte	Totale	Di cui Gruppo	Di cui Terzi	Totale	Di cui Gruppo	Di cui Terzi
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(264)	(305)	41	(10)			(10)	(13)	3	(274)	(318)	44
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di Cash flow hedge	(10)	(10)	-	(40)	32	2	(6)	(6)	-	(16)	(16)	-
Riserve da valutazione strumenti finanziari Costi di Hedging	(20)	(20)	-	17	(36)		(19)	(19)	-	(39)	(39)	-
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	(294)	(335)	41	(33)	(4)	2	(35)	(38)	3	(329)	(373)	44

28.2 Interessenze di terzi – Euro 224 milioni

Le Interessenze dei terzi, pari a 224 milioni di euro (221 milioni di euro al 31 dicembre 2018), si riferiscono principalmente ad alcune società del Panama.

29. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Finanziamenti a lungo termine	976	768	93	425
Finanziamenti a breve termine	-	-	248	266
Totale	976	768	341	691

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 37 “Strumenti finanziari”.

30. Benefici ai dipendenti

Il Gruppo combinato 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.

Il conto altri benefici ai dipendenti ha un saldo di 1 milioni di euro ed accoglie principalmente quanto stabilito dal codice del lavoro della Repubblica di Panama che, in caso di risoluzione di qualsiasi contratto di lavoro a tempo indeterminato, indipendentemente dalla causa, conferisce il diritto al lavoratore ad un premio di anzianità di una settimana di stipendio per anno di servizio dall'inizio del rapporto di lavoro. A tal fine la società Enel Fortuna registra un accantonamento, calcolato sulla base di una settimana di compenso per ogni anno di servizio, ovvero l'equivalente dell'1,92% delle retribuzioni corrisposte durante l'anno.

31. Fondi rischi e oneri

Milioni di euro

	al 31.12.2019		al 31.12.2018	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi				
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	18	1	10	-
- altri	9	1	5	-
TOTALE	27	2	15	-

Milioni di euro	Acc.ti	Rilasci	Utilizzi	Attualizzazione	Accantonamenti per fondi smantellamento e ripristino	Variazione perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica "Passività possedute per la vendita"		
	al									al 31.12.2019	
	31.12.2018										
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:											
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	10	4	-	-	-	4	-	-	1	-	19
- altri	5	3	-	(1)	3	-	-	-	-	-	10
TOTALE	15	7	-	(1)	3	4	-	-	1	-	29

Fondo smantellamento e ripristino impianti

Il fondo è riconducibile prevalentemente all'impianto fotovoltaico presente in Colombia e alle società eoliche e fotovoltaiche presenti in Brasile. In particolare l'incremento del fondo nel corso del 2019 è legato ai maggiori accantonamenti per oneri di smantellamento riferiti alle centrali summenzionate.

Altri fondi rischi e oneri futuri

La variazione positiva dell'esercizio, pari a 5 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile:

- > al procedimento arbitrale richiesto da un fornitore relativamente all'esercizio del recesso dal contratto di fornitura di materiali e servizi di costruzione da parte di alcune società brasiliane;
- > all'accantonamento per il Fondo de Electrificación Rural. Si tratta di un contributo al Governo Panamense stabilito dalla Legge 67 del 2016 ed è applicabile a Enel Fortuna SA in quanto società di generazione.

32. Altre passività non correnti

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Altre partite	50	3	47	-
Totale	50	3	47	-

L'incremento delle "Altre partite" di 47 milioni di euro è sostanzialmente riconducibile agli altri debiti diversi maggiori di 12 mesi registrati dalle società del gruppo Enel Green Power Brasile per 48 milioni di euro afferenti progetti in corso di realizzazione in diverse regioni del Brasile. Allo stesso tempo si riscontra un'analogia variazione nelle partite di debito commerciali per gli stessi motivi.

33. Debiti commerciali

La voce, pari a 491 milioni di euro (216 milioni di euro nel 2018), accoglie i debiti per forniture di energia, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse. Rispetto a quanto rilevato nell'esercizio precedente, l'incremento, pari a 275 milioni di euro, è essenzialmente riconducibile ai maggiori debiti per forniture ricevute da terzi dalle società brasiliane (243 milioni di euro), riferito in parte a quanto commentato nelle "altre passività non correnti".

I debiti commerciali sia nell'esercizio 2019 che nell'esercizio 2018 risultano tutti con scadenza inferiore ai 12 mesi.

34. Altre passività finanziarie correnti

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Passività finanziarie differite	57	50	7	14,0%
Altre partite	3	-	3	-
Totale	60	50	10	20,0%

Rispetto a quanto rilevato nell'esercizio precedente, l'incremento delle "altre passività finanziarie correnti" complessivamente pari a 10 milioni di euro è riconducibile all'aumento sia delle "Passività finanziarie differite" dovuto ai maggiori ratei passivi su debiti finanziari (7 milioni di euro) sia ad altre partite riferite prevalentemente a debiti per interessi maturati (3 milioni di euro).

35. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine

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 combinato.

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Finanziamenti a lungo termine	37	976	768	208	27,1%
Finanziamenti a breve termine	37	248	266	(18)	-6,8%
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	37	93	425	(332)	-78,1%
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	20.1	(1)	-	(1)	-
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	24.1	(64)	(77)	13	-16,9%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	26	(297)	(497)	200	40,2%
Totale		955	885	73	8,2%

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo combinato.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	Variazioni	
Depositi bancari e postali	297	497	(200)	-40,2%
Liquidità	297	497	(200)	-40,2%
Crediti finanziari a breve termine	64	77	(13)	-16,9%
Crediti finanziari correnti	64	77	(13)	-16,9%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(90)	(425)	335	-78,8%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(3)	-	(3)	-
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(248)	(266)	18	6,8%
Totale debiti finanziari correnti	(341)	(691)	350	50,7%
Posizione finanziaria corrente netta	20	(117)	137	-
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(943)	(764)	(179)	-23,4%
Obbligazioni	(4)	(4)	-	-
Debiti verso altri finanziatori	(29)	-	(29)	-
Posizione finanziaria non corrente	(976)	(768)	(208)	-27,1%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(956)	(885)	(71)	-8,0%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	1	-	1	-
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(955)	(885)	(70)	-7,9%

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

36. Altre passività correnti

Le "Altre passività correnti" sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Debiti diversi verso clienti	1	-	1	-
Debiti verso il personale	4	3	1	33,3%
Debiti tributari diversi	16	13	3	23,1%
Debiti verso istituti di previdenza	2	2	-	-
Contingent consideration	12	7	5	71,4%
Ratei e risconti passivi correnti	7	11	(4)	-36,4%
Debiti per dividendi	11	-	11	-
Altri	22	22	-	-
Totale	75	58	17	29,3%

Rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2018, le "altre passività correnti" presentano una variazione in aumento di 17 milioni di euro per effetto essenzialmente dei "Debiti per dividendi" che accolgono, nel 2019, il debito per dividendi da erogare di Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda, nonché per l'incremento dei "Debiti tributari diversi" in particolare per ritenute fiscali.

37. Strumenti finanziari

Nella presente nota si forniscono le disclosure necessarie per la valutazione della significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la performance della società.

37.1 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 separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a conto economico.

Milioni di euro

Non correnti

Correnti

	Note	al 31.12.201 9	al 31.12.201 8	al 31.12.201 9	al 31.12.201 8
Attività finanziarie al costo ammortizzato	37.1. 1	48	47	633	838
Attività finanziarie al FVTOCI	37.1. 2	-	1	-	-
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico:					
Derivati attivi al FVTPL	37.1. 3	-	-	-	-
Altre attività finanziarie al FVTPL	37.1. 3	-	2	-	-
Attività finanziarie designate al fair value nella rilevazione iniziale (fair value option)	37.1. 3	-	-	-	-
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico		-	2	-	-
Derivati attivi designati come strumenti di copertura:					
Derivati di fair value hedge	37.1. 4	9	7		
Derivati di cash flow hedge	37.1. 4	18	19	1	30
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		27	26	1	30
TOTALE		75	76	634	868

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 41 "Attività misurate al fair value".

37.1.1 Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non correnti			Correnti		
	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	26	297	497
Crediti Commerciali	23	12	12	23	168	161
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-		-	-
Cash collateral		-	-		-	-
Altri crediti finanziari	20.1	1	-	24.1	64	77
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al costo ammortizzato	20	35	35	24	2	3
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	20, 21	-	-	24, 25	102	100
Totale		48	47		633	838

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari a 2 milioni di euro al 31 dicembre 2019.

Il perimetro formato da alcune società controllate da EGP SpA in Centro e Sud America (il Gruppo combinato) detiene essenzialmente le seguenti tipologie di attività finanziarie valutate al costo ammortizzato e sottoposte a impairment:

- > disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
- > crediti commerciali e attività derivanti da contratti con clienti;
- > crediti finanziari, e
- > altri attività finanziarie

Benché le disponibilità liquide e mezzi equivalenti siano state assoggettate ad 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 combinato applica due diversi approcci:

- > l'approccio generale, per le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, attività derivanti da contratti con i clienti e 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'*origination* 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) (cd. "staging"):
 - l'ECL a 12 mesi, per le attività finanziarie che non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito 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 crediti per leasing con o senza componente finanziaria significativa, in base alla ECL Lifetime senza tracciare le variazioni del rischio di credito.

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.

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 ad 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 es. estinzione, trasferimento o scadenza del diritto a incassare dei flussi finanziari).

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 31.12.2019			al 31.12.2018		
	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	297	-	297	497	-	497
Crediti Commerciali	181	1	180	173	-	173
Crediti finanziari	66	1	65	77	-	77
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	140	1	139	139	1	138
Totale	684	3	681	886	1	885

Per misurare le perdite attese, il Gruppo combinato valuta i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con l'approccio semplificato, sia su base individuale (per es. pubbliche amministrazioni, autorità, controparti finanziarie, venditori all'ingrosso, trader e grandi società, ecc.) sia collettiva (per es. clienti al dettaglio).

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 ed 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 tassi di default e recupero (comprese le aspettative di recupero oltre 90 giorni):

> il Gruppo combinato applica principalmente una definizione di default basata su uno scaduto di 180 giorni; pertanto, oltre tale termine, si presume che i crediti commerciali siano deteriorati (i.e. *credit-impaired*); e

> si definiscono specifici *cluster* sulla base degli specifici mercati, business e caratteristiche di rischio.

Le attività derivanti da contratti con i clienti presentano 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 contratto, il Gruppo combinato considera le seguenti assunzioni riguardo i parametri di ECL:

> 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.

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti finanziari (in base all'approccio generale e semplificato):

Milioni di euro	Fondo perdite attese 12 mesi	Fondo perdite attese Lifetime
Saldo di apertura al 1.1.2018	-	-
Accantonamenti	-	-
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto Economico	-	-
Altre variazioni	-	-
Saldo di chiusura al 31.12.2018	-	-
Saldo di apertura al 1.1.2019	-	-
Accantonamenti	-	1
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto Economico	-	-
Altre variazioni	-	-
Saldo di chiusura al 31.12.2019	-	1

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti commerciali:

Milioni di euro		
Saldo di apertura al 1.1.2018	-	-
Accantonamenti	-	-
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto Economico	-	-
Altre variazioni	-	-
Saldo di chiusura al 31.12.2018	-	-
Saldo di apertura al 1.1.2019	-	-
Accantonamenti	-	1
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto Economico	-	-
Altre variazioni	-	-
Saldo di chiusura al 31.12.2019	-	1

Si precisa che nella nota 38 "Risk management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

37.1.2 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		Correnti	
		al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Partecipazioni altre imprese al FVTPL	20	-	1	-	-
Totale		-	1	-	-

Partecipazioni in altre imprese

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2019	1	-
Acquisizioni	-	-
Vendite	-	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	-	-
Altre variazioni	(1)	-
Saldo di chiusura al 31.12.2019	-	-

37.1.3 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	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Partecipazioni in altre imprese al FVTPL	20	-	2	-	-
TOTALE		-	2	-	-

37.1.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota 40 "Derivati e hedge accounting".

37.2 Passività finanziarie per categorie

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 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	37.2.1	976	768	847	907
Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico:					
Derivati passivi al FVTPL	37.4	-	-	6	1
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico		-	-	6	1
Derivati passivi designati come strumenti di copertura:					
Derivati di fair value hedge	37.4	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge	37.4	7	5	8	11
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		7	5	8	11
TOTALE		983	773	861	919

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 42 "Passività misurate al fair value".

37.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non correnti				Correnti	
	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Finanziamenti a lungo termine	37.3	976	768	37.3	93	425
Finanziamenti a breve termine		-	-	37.3	248	266
Debiti commerciali	33	-	-	33	491	216
Altri debiti finanziari	32	-	-	36	15	-
Totale		976	768		847	907

37.3 Finanziamenti

37.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 1.069 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. 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.

Nella tabella che segue viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine ed il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2019 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	al 31.12.2018						
						Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Variazione saldo contabile	
al 31.12.2019						al 31.12.2018						
Obbligazioni:												
- tasso variabile quotate	4	4	-	4	4	4	4	-	4	4	-	
Totale obbligazioni	4	4	-	4	4	4	4	-	4	4	-	
Finanziamenti bancari:												
- tasso variabile	915	888	74	814	761	1.041	1.026	408	618	907	(138)	
Totale finanziamenti bancari	915	888	74	814	761	1.041	1.026	408	618	907	(138)	
Leasing:												
- tasso fisso	31	31	2	29	31	-	-	-	-	-	31	
Totale leasing	31	31	2	29	31	-	-	-	-	-	31	
Altri finanziamenti non bancari:												
- tasso fisso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- tasso variabile	146	146	17	129	164	163	163	17	146	181	(17)	
Totale altri finanziamenti non bancari	146	146	17	129	164	163	163	17	146	181	(17)	
Totale finanziamenti a tasso fisso	31	31	2	29	31	-	-	-	-	-	31	
Totale finanziamenti a tasso variabile	1.065	1.038	91	947	929	1.208	1.193	425	768	1.092	(155)	
TOTALE	1.096	1.069	93	976	960	1.208	1.193	425	768	1.092	(124)	

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nominale	Saldo contabile	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2019		al 31.12.2018		al 31.12.2019	
Euro	94	95	85	87	3,2%	3,2%
Dollaro USA	579	594	666	669	10,6%	10,6%
Real brasiliano	396	407	442	452	8,2%	8,3%
Totale valute non euro	975	1.001	1.108	1.121		
Totale	1.069	1.096	1.193	1.208		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subito un decremento di 133 milioni di euro attribuibile alla riduzione del debito in dollari statunitensi e real brasiliani.

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nominale	Effetti IFRS 16	Rimborsi	Nuove emissioni	Altre Movimentazioni	Diff. di cambio	Valore nominale
	al 31.12.2018	al 01.01.2019					al 31.12.2019
Obbligazioni	4						4
Finanziamenti	1.204	29	(459)	517	2	(201)	1.092
- di cui leasing	-	29	(3)	1	2	2	31
Totale indebitamento finanziario	1.208	29	(459)	517	2	(201)	1.096

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine al 31 dicembre 2019 registra un decremento di 112 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018, quale risultante di nuove emissioni per 517 milioni di euro, dell'incremento del debito finanziario per leasing per 29 milioni di euro derivanti dall'applicazione del nuovo principio contabile internazionale IFRS 16, compensati da differenze positive di cambio per (201) milioni di euro e rimborsi per 459 milioni di euro, questi ultimi riconducibili principalmente a società brasiliane.

Di seguito le caratteristiche delle principali operazioni di emissione effettuate nel corso del 2019:

Emittente	Data di emissione	Importo in euro	Valuta di emissione	Tasso d'interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Finanziamenti bancari:						
EGP Brasil Participações	08/08/2019	194	USD	US Libor +1.5%	Tasso variabile	08/08/2023
EGP Delfina A	25/10/2019	62	BRL	TJLP + 1.86%	Tasso variabile	15/02/2025
Totale finanziamenti bancari		256				

La maggior parte dei finanziamenti a lungo termine delle società brasiliane di EGP sono con BNDES (la più grande development bank brasiliana), BNB (la development bank della parte nord est del Brasile),

IFC, Itaú, Proparco, Bank of China e Santander. Alcune società brasiliane hanno anche emesso green bonds a livello locale.

EGP Perù ha al momento un finanziamento con BEI. Ad eccezione di quello con BNB e di alcuni finanziamenti con BNDES, tutti gli altri finanziamenti a lungo termine sono garantiti da Enel SpA. Tali finanziamenti includono clausole tipiche di operazioni di project finance quali:

- > negative pledge: il debitore e, in alcuni casi, il garante, sono soggetti a limitazioni circa la costituzione di diritti reali quali ipoteche, pegni, oneri, cessioni, compensazioni e altre garanzie, privilegi o diritti di prelazione di qualsiasi natura su tutto o parte del patrimonio delle società brasiliane EGP, con alcune eccezioni previste dagli accordi di finanziamento;
- > pari passu: gli impegni di pagamento del debitore ai sensi del finanziamento sono obbligazioni senior, incondizionate e non subordinate e sono considerate almeno pari passu nella priorità di pagamento rispetto a tutte le altre obbligazioni presenti e future non garantite e non subordinate del debitore;
- > change of control: il cambio di controllo e la riorganizzazione aziendale delle società brasiliane di EGP e, in alcuni casi, del garante, potrebbero causare un evento di default o di rimborso anticipato obbligatorio del debito. Ad eccezione dei finanziamenti con BNDES, tutti gli altri finanziamenti a lungo termine escludono l'evento di default in caso di cambio di controllo delle società di progetto e di EGP Brasil se Enel SpA mantiene il potere di gestione delle società e la proprietà di oltre il 50% del potere di voto, direttamente o indirettamente, nelle società;
- > vincoli alla cessione dei beni: il debitore e, in alcuni casi, il garante, non possono vendere in tutto o in parte i propri beni, fatte salve le cessioni consentite dai contratti di finanziamento. Si prega di notare che la maggior parte (se non tutto) del patrimonio delle società di progetto è dato in garanzia ai finanziatori nelle operazioni di project finance;
- > cross default: il verificarsi di un evento di default (al superamento di soglie specifiche) in alcuni contratti di finanziamento del debitore o del garante, comporta un default sul finanziamento in oggetto che può diventare immediatamente esigibile;
- > covenants finanziari quali rapporto tra indebitamento finanziario e EBITDA e rapporto tra indebitamento e patrimonio netto;
- > diritto di accesso dei finanziatori al fine di visitare e ispezionare i siti, le strutture, gli impianti e le attrezzature del progetto finanziato;
- > conformità, sotto tutti gli aspetti considerevoli, ai contratti di progetto rilevanti (come contratti EPC, O&M e PPA). Il caso di mancato rispetto, se è ragionevolmente prevedibile che tale violazione abbia un effetto negativo sostanziale, potrebbe conferire ai finanziatori determinati diritti come richiedere il rimborso anticipato del debito;
- > vincoli relativi a nuovo indebitamento finanziario: ad eccezione dell'indebitamento consentito ai termini e condizioni previsti dai contratti di finanziamento.

I contratti di finanziamento includono altre clausole di event of default tipiche della prassi del mercato internazionale, quali, ad esempio, insolvenza, procedure fallimentari, cessazione dell'attività aziendale, procedimenti legali contro i debitori al di sopra di una certa soglia o quando si tratta di questioni rilevanti, come danni e violazione delle pratiche anticorruzione.

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 31.12.2019						al 31.12.2018					
	Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura		Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
	Saldo contabile	Valore nominale	%		Saldo contabile	Valore nominale	%	Saldo contabile	Valore nominale		%	Saldo contabile
Euro	94	95	8,7%	(85)	10	0,9%	85	87	7,2%	(87)	-	-
Dollaro USA	579	594	54,2%	(305)	289	26,4%	666	669	55,4%	(376)	293	24,3%
Real brasiliano	396	407	37,1%	390	797	72,7%	442	452	37,4%	463	915	75,7%
Totale Valute non euro	975	1.001	91,3%	85	1.086	99,1%	1.108	1.121	92,8%	87	1.208	100,0%
Totale	1.069	1.096	100,0%	-	1.096	100,0%	1.193	1.208	100,0%	-	1.208	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	2019				2018			
	Ante copertura	%	Post copertura	%	Ante copertura	%	Post copertura	%
Tasso variabile	1.065	97,2%	976	89,1%	1.208	100,0%	1.121	92,8%
Tasso fisso	31	2,8%	120	10,9%		0,0%	87	7,2%
Totale	1.096		1.096		1.208		1.208	

Al 31 dicembre 2019 il 97,2% dell'indebitamento finanziario è espresso a tassi variabili (100% al 31 dicembre 2018). Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 31 dicembre 2019 risulta pari a 89,1% dell'indebitamento finanziario (92,8% al 31 dicembre 2018).

37.3.2 Finanziamenti a breve termine – Euro 248 milioni

Al 31 dicembre 2019 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 248 milioni di euro, registrando un decremento di 18 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018, e sono dettagliati nella tabella che segue:

Milioni di euro	al 31.12.2019	al 31.12.2018	Variazione
Debiti verso banche a breve termine	-	-	-
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	248	266	(18)
Indebitamento finanziario a breve	248	266	(18)

Si sottolinea che gli altri debiti finanziari a breve termine fanno riferimento a finanziamenti concessi da società del Gruppo Enel.

37.4 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla nota 40 "Derivati e hedge accounting".

37.5 Utili (perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette divise per categoria di strumento finanziario, ad esclusione dei derivati:

Milioni di euro	2019		2018	
	Utili (perdite) netti	di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment	Utili (perdite) netti	di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment
Attività finanziarie al costo ammortizzato	13	(1)	5	(1)
Attività finanziarie al FVOCI:				
Partecipazioni al FVOCI	-	-	-	-
Altre attività finanziarie al FVOCI	-	-	-	-
Totale attività finanziarie al FVOCI	-	-	-	-
Attività finanziarie al FVTPL:				
Attività finanziarie al FVTPL	135	-	135	-
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale attività finanziarie al FVTPL	135	-	135	-
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(102)	-	(160)	-
Passività finanziarie al FVTPL:				
Passività finanziarie detenute per la negoziazione	-	-	-	-
Passività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale passività finanziarie al FVTPL	-	-	-	-

Per maggiori dettagli sugli utili (perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 10 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

38. Risk management

Governance ed obiettivi di gestione dei rischi finanziari

Le società rinnovabili dell'America Latina, , nello svolgimento delle proprie attività industriali, sono esposte a rischi di natura finanziaria quali il rischio di tasso di interesse, di tasso di cambio, il rischio di credito ed il rischio di liquidità.

La governance adottata per i rischi finanziari prevede la presenza di comitati interni e l'impiego di apposite policy e limiti operativi. L'obiettivo primario è quello di mitigare opportunamente i rischi finanziari, affinché questi non comportino variazioni inattese dei risultati economici.

Le policy adottate alla gestione dei rischi finanziari 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. Le fonti dell'esposizione a tali rischi non hanno subito variazioni rispetto al precedente esercizio.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse deriva dall'impiego di strumenti finanziari e 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 in attesa del valore di strumenti finanziari valutati al *fair value* (quali il debito a tasso fisso).

Le principali passività finanziarie detenute dalle società rinnovabili dell'America Latina comprendono prestiti obbligazionari, finanziamenti bancari, debiti verso altri finanziatori e derivati.

La gestione del rischio di tasso di interesse avviene 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*. 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.

Attraverso i contratti di *interest rate swap*, si 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.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2019 e del 31 dicembre 2018 il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2019	2018
Da variabile a fisso Interest rate swap	89	87
Totale	89	87

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla nota 40 "Derivati e hedge accounting".

Analisi di sensitività del tasso d'interesse

Le società rinnovabili dell'America Latina effettuano l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di interesse.

In particolare l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul Patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del *fair value* degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo non coperto.

Tali scenari di mercato sono ottenuti mediante la traslazione parallela, in aumento ed 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:

	2019				
	Punti base	Impatto a Conto economico (a lordo delle imposte)		Impatto a Patrimonio netto (a lordo delle imposte)	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo di lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	2	(2)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura:					
Cash flow hedge	25	-	-	2	(2)
Fair value hedge	25	-	-	-	-

Al 31 dicembre 2019 il 22,5% (25,4% al 31 dicembre 2018) 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 dagli IFRS), l'indebitamento finanziario lordo a lungo termine, al 31 dicembre 2019, risulta essere coperto per l' 85,9% rispetto all'esposizione (coperto per l' 82,5% al 31 dicembre 2018).

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. Il bilancio consolidato combinato delle partecipazioni rinnovabili in America Latina è inoltre soggetto al rischio traslativo come conseguenza della conversione dei bilanci delle controllate nelle diverse countries denominati in valuta locale, in euro.

L'esposizione al rischio di tasso di cambio è legata in particolare, agli investimenti (flussi di cassa per costi capitalizzati), ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto connessi all'acquisizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili, ai rapporti commerciali derivanti dalla vendita di energia rinnovabile ed alle attività e passività finanziarie.

Le policy di gestione del rischio di cambio prevedono la mitigazione degli effetti sul risultato economico delle variazioni del livello dei tassi di cambio, con l'esclusione degli effetti traslativi connessi al consolidamento contabile.

Al fine di minimizzare l'esposizione al rischio di tasso di cambio, le società rinnovabili dell'America Latina adottano formule di indicizzazione nei contratti commerciali, e stipula diverse tipologie di contratti derivati, tipicamente sul mercato *over the counter* (OTC).

I contratti derivati presenti nel portafoglio di strumenti finanziari sono *cross currency interest rate swap*, *currency forward* e *currency swap*. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza dello strumento sottostante cosicché ogni variazione del *fair value* e/o dei flussi di cassa attesi degli uni bilancia le corrispondenti variazioni del *fair value* e/o dei flussi di cassa attesi degli altri.

I *cross currency interest rate swap* consentono di trasformare una passività finanziaria a lungo termine, denominata in una divisa diversa da quella di conto, in un'equivalente passività finanziaria denominata nella divisa di conto.

I *currency forward* sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio bidirezionale di capitali denominati in divise diverse, ad una determinata data futura e ad 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* ed 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* ed una a *termine*) che prevedono lo scambio di capitali denominati in divise diverse.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2019 e del 31 dicembre 2018, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2019	2018
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	390	464
Contratti currency forward a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	39	47
Altri contratti forward	562	570
Totale	991	1.081

In particolare si evidenziano:

- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 390 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (464 milioni di euro al 31 dicembre 2018);
- > contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 39 milioni di euro utilizzati per coprire flussi attesi in valute diverse dalla valuta funzionale (47 milioni di euro al 31 dicembre 2018);
- > 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.

Analisi di sensitività del rischio di tasso di cambio

Relativamente al rischio di tasso di cambio si effettua l'analisi di sensitività che ha l'obiettivo di stimare gli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di cambio.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul Patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del *fair value* degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo di medio/lungo termine non coperto.

Tali scenari sono ottenuti mediante l'apprezzamento ed 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		2019			
		Impatto a Conto economico (a lordo delle imposte)		Impatto a Patrimonio netto (a lordo delle imposte)	
	Tasso di cambio	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	2	(2)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura:					
Cash Flow hedge	10%	-	-	1	(2)
Fair value hedge	10%	-	-	7	(9)

Rischio di prezzo delle commodity

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 energia a prezzo variabile (es. contratti bilaterali indicizzati, operazioni sul mercato *spot*, ecc.).

Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati sono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali nei fattori di rischio sottostanti.

Per contenere gli effetti delle oscillazioni e stabilizzare il margine, in conformità con le policy e i limiti operativi definiti dalla governance, si elaborano e pianificano strategie che intervengono nelle varie fasi del processo industriale legato alla produzione di energia.

In relazione all'energia venduta, si ricorre prevalentemente alla stipula di contratti a prezzo fisso, attraverso accordi bilaterali fisici (es. PPA), mentre l'esposizione residua viene venduta sul mercato *spot*.

Rischio di credito

Le operazioni commerciali e di natura finanziaria, espongono le società rinnovabili dell'America Latina 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 prevalentemente alle seguenti tipologie di operatività:

- > vendita di energia elettrica (crediti commerciali);
- > 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 ed il controllo delle esposizioni creditizie vengono effettuati da unità organizzative diverse, assicurando in tal modo la necessaria segregazione tra attività di gestione e di controllo del rischio.

E' inoltre prevista in tutte le società, 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 implementare. 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.

Con riferimento infine all'operatività finanziaria, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso un sistema di valutazione delle controparti omogeneo, nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità si manifesta come incertezza sulla capacità di adempiere alle proprie obbligazioni, associate a passività finanziarie che sono regolate tramite la cassa o altre attività finanziarie.

Nel breve termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese le disponibilità di cassa ed i depositi a breve termine, le linee di credito *committed* disponibili ed 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.

Le società rinnovabili dell'America Latina hanno a disposizione le seguenti linee di credito non utilizzate:

Milioni di euro	al 31.12.2019		al 31.12.2018	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	76	4	116	2
Totale	76	4	116	2

Si evidenzia che al 31 dicembre 2019 le linee di credito non utilizzate con scadenza entro un anno fanno riferimento a finanziamenti concessi da Enel Finance International.

Analisi delle scadenze

La tabella seguente riassume il profilo temporale del piano di rimborsi del debito a lungo termine delle società rinnovabili dell'America Latina:

Quota con scadenza nel

	Meno di tre mesi	Tra tre mesi e un anno	2021	2022	2023	2024	Oltre
Obbligazioni:							
- tasso variabile quotate	-	-	-	-	-	1	3
Totale obbligazioni	-	-	-	-	-	1	3
Finanziamenti bancari:							
- tasso variabile	40	34	71	74	81	84	504
Totale finanziamenti bancari	40	34	71	74	81	84	504
Leasing:							
- tasso fisso	-	2	1	1	1	1	25
Totale leasing	-	2	1	1	1	1	25
Altri finanziamenti non bancari:							
- tasso fisso	-	-	-	-	-	-	-
- tasso variabile	-	17	17	18	19	19	56
Totale altri finanziamenti non bancari	-	17	17	18	19	19	56
Totale	40	53	89	93	101	105	588

39. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2019 non sono presenti posizioni compensate tra le attività e le passività iscritte in bilancio.

40. 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

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018						
DERIVATI ATTIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- cambi	85	87	9	7	-	-	-	-
Totale	85	87	9	7	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:								
- cambi	288	94	18	19	98	548	1	30
Totale	288	94	18	19	98	548	1	30
Derivati di trading:								
- cambi	-	-	-	-	6	60	-	-
Totale	-	-	-	-	6	60	-	-
Totale derivati attivi	373	181	27	26	104	608	1	30

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018						
DERIVATI PASSIVI								
Derivati di fair value hedge:								
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	89	87	7	2	-	-	-	-
- cambi	14	82	-	3	331	202	8	11
Totale	103	169	7	5	331	202	8	11
Derivati di trading:								
- cambi	-	-	-	-	169	8	6	1
Totale	-	-	-	-	169	8	6	1
Totale derivati passivi	103	169	7	5	500	210	14	12

40.1 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 e rischio di cambio quando sono rispettati tutti i criteri previsti dall'IFRS 9.

All'inception della transazione, si deve documentare la relazione di copertura distinguendo tra strumenti di copertura ed elementi coperti, nonché tra strategia ed obiettivi di risk management. Inoltre le società documentano, all'inception e successivamente su base sistematica, le proprie valutazioni 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, si valuta e si 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, i derivati vengono designati 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 a cui le società sono esposte si rimanda alla nota 38 "Risk management".

Affinché una relazione di copertura risulti efficace deve soddisfare i seguenti criteri:

- > 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 combinato 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).

Al fine di valutare gli effetti del rischio di credito, le società controllate da EGP SpA in Centro e Sud America incluse nel perimetro (il Gruppo combinato) valutano l'esistenza di misure di mitigazione del rischio (costituzione di garanzie, *break up clause*, *master netting agreements*, ecc.).

E' stato stabilito un hedge ratio di 1:1 per tutte le relazioni di copertura 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 una analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, a seconda delle circostanze:

- > se i *critical terms* 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 terms* 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 differences* (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).

Fair value hedge

Il fair value hedge è utilizzato 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 l'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.

Se l'elemento coperto comporta l'iscrizione di un'attività non finanziaria (i.e. terreni, impianti e macchinari, ecc.) o di una passività non finanziaria, o di una transazione prevista altamente probabile oggetto di copertura relativa a una attività o passività non finanziaria diventa un impegno irrevocabile a 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 CE piuttosto che OCI) viene definita caso per caso. Tale approccio è applicato dalle società per la copertura del rischio di cambio sugli investimenti delle società operanti nel business delle rinnovabili.

40.1.1 Relazione di copertura per tipologia di rischio coperto

Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il tasso di interesse medio, al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, di un interest rate swap in dollari statunitensi con scadenza successiva al 2024, posto in essere da Enel Green Power Perù a fronte di un finanziamento a tasso variabile.

Maturity						
Milioni di euro	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre
al 31.12.2019						
Interest rate swap:						
- Total Notional value	-	-	-	-	-	89
- Notional value related to IRS in USD	-	-	-	-	-	89
- Average IRS rate in USD	-	-	-	-	-	3,116
al 31.12.2018						
Interest rate swap:						
- Total Notional value	-	-	-	-	-	87
- Notional value related to IRS in USD	-	-	-	-	-	87
- Average IRS rate in USD	-	-	-	-	-	3,116

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso d'interesse, delle transazioni in essere al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Strumento di copertura	Hedged item	Fair value		Nozionale		Fair value		Nozionale	
		Attività	Passività	Attività	Passività	Attività	Passività	Attività	Passività
		al 31.12.2019				al 31.12.2018			
Cash flow hedge:									
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	-	(7)	89	-	(2)	-	(2)	87
Totale		-	(7)	89	-	(2)	-	(2)	87

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso d'interesse al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	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
Derivati								
Cash flow hedge:								
Interest rate swaps	-	-	-	-	89	87	(7)	(2)
Totale	-	-	-	-	89	87	(7)	(2)
Totale derivati sul tasso di interesse	-	-	-	-	89	87	(7)	(2)

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura, risulta al 31 dicembre 2019 pari a 89 milioni di euro e il corrispondente fair value negativo è pari a 2 milioni di euro.

Rispetto al 31 dicembre 2018 il valore nozionale evidenzia un incremento di 2 milioni di euro, conseguente all'apprezzamento del dollaro statunitense rispetto all'euro.

Il peggioramento del fair value, pari a 5 milioni di euro, è dovuto principalmente all'andamento della curva dei tassi di interesse.

Cash flow hedge derivatives

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso d'interesse:

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		al 31.12.2019	2020	2021	2022	2024	2025
Derivati cash flow hedge su tasso di interesse:							
- Derivati passivi (fair value negativo)	(7)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso d'interesse nello stato patrimoniale consolidato combinato al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018

Milioni di euro	2019			2018		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Interest rate swap	89	(7)	(7)	87	(2)	(2)

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello stato patrimoniale consolidato combinato al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018

Milioni di euro	2019				2018			
	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH
Floating-rate borrowings	7	(7)	-	-	2	(2)	-	-

Totale	7	(7)	-	-	2	(2)	-	-
---------------	----------	------------	----------	----------	----------	------------	----------	----------

La tabella seguente espone gli impatti dei derivati di cash flow hedge su tasso d'interesse a conto economico e nelle altre componenti di conto economico complessivo (OCI) durante il periodo, a lordo dell'effetto fiscale:

al 31.12.2019				
Milioni di euro	Variazioni lorde del fair value rilevato in OCI	Utili/(perdite) nette al lordo dell'effetto fiscale a Conto economico per inefficacia	Costi di hedging in OCI	Utili/(perdite) nette al lordo dell'effetto fiscale a Conto economico per riclassifica da OCI
Copertura di tassi di interesse	(5)	-	-	-

Rischio tasso di cambio

La tabella seguente mostra il profilo di scadenza del valore nominale e relativo tasso di cambio medio contrattuale degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio delle transazioni in essere al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018:

Milioni di euro	Maturity						
	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
al 31.12.2019							
Cross currency interest rate swap:							
- Notional value	17	-	-	-	-	373	390
- Notional value for CCIRS EUR-BRL	-	-	-	-	-	85	85
- Average exchange rate EUR/BRL	-	-	-	-	-	3,9197	
- Notional value for CCIRS USD-BRL	17	-	-	-	-	288	305
- Average exchange rate USD/BRL	4,0450	-	-	-	-	3,5825	
Currency forward:							
- Notional value	412	14	-	-	-	-	426
- Notional value - currency forward USD/BRL	238	14	-	-	-	-	252
- Average currency forward rate - USD/BRL	4,1164	4,1330	-	-	-	-	
- Notional value - currency forward USD/COP	131	-	-	-	-	-	131
- Average currency forward rate - USD/COP	3,370	-	-	-	-	-	
- Notional value - currency forward EUR/BRL	43	-	-	-	-	-	43
- Average currency forward rate - EUR/BRL	4,5798	-	-	-	-	-	

	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	Totale
al 31.12.2018							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)							
- Notional value	201	82	-	-	-	181	464
- Notional value for CCIRS EUR-BRL	-	-	-	-	-	87	87
- Average exchange rate EUR/BRL	-	-	-	-	-	3,9197	
- Notional value for CCIRS USD-BRL	201	82	-	-	-	94	377
- Average exchange rate USD/BRL	3,8052	4,0450	-	-	-	3,1037	
Currency forward							
- Notional value	549	-	-	-	-	-	549
- Notional value - currency forward EUR/BRL	211	-	-	-	-	-	211
- Average currency forward rate - EUR/BRL	4,7137	-	-	-	-	-	
- Notional value - currency forward USD/BRL	338	-	-	-	-	-	338
- Average currency forward rate - USD/BRL	3,6404	-	-	-	-	-	

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 2019 e al 31 dicembre 2018 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Milioni di euro		Fair value		Nozionale	Fair value		Nozionale
Strumento di copertura	Hedged item	Attività	Passività		Attività	Passività	
				al 31.12.2019	al 31.12.2018		
Fair value hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Fixed-rate borrowings in foreign currencies	9	-	85	7	-	87
Cash flow hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Floating-rate borrowings in foreign currencies	18	-	305	23	(3)	377
Currency forwards	Purchases of investment goods and other	1	(8)	426	26	(11)	549
Totale		28	(8)	816	56	(14)	1.013

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 85 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso fisso contratto in valuta diversa dalla moneta di conto e un fair value positivo pari a 9 milioni di euro;
- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 305 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 18 milioni di euro;
- > contratti currency forward con un ammontare nozionale di 426 milioni di euro e un fair value netto negativo pari a 7 milioni di euro, relativi ad 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.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	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
Derivati								
Fair value hedge:								
CCIRS	85	87	9	7	-	-	-	-
Totale	85	87	9	7	-	-	-	-
Cash flow hedge:								
Currency forwards	98	347	1	26	328	202	(8)	(11)
CCIRS	288	295	18	23	17	82	-	(3)
Totale	386	642	19	49	345	284	(8)	(14)
Totale derivati sul tasso di cambio	471	729	28	56	345	284	(8)	(14)

Il valore nozionale dei CCIRS al 31 dicembre 2019 pari a 390 milioni (464 milioni di euro al 31 dicembre 2018), evidenzia un decremento di 74 milioni di euro, imputabile pressoché integralmente alla riduzione del nozionale dei Cross Currency Interest Rate Swap di tipo amortizing. Si rileva inoltre che sono scaduti cross currency interest rate swap per un valore complessivo di 201 milioni di euro, compensato da nuove transazioni in derivati a fronte di finanziamenti in valuta.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2019 pari a 426 milioni di euro (549 milioni di euro al 31 dicembre 2018), evidenzia un decremento di 123 milioni di euro. L'esposizione al rischio cambio, in particolare al dollaro statunitense, deriva dai flussi di cassa relativi ad investimenti. Le variazioni del nozionale sono connesse alla costruzione di nuovi impianti rinnovabili e a variazioni nel timing nella realizzazione dei progetti in essere.

Derivati di Fair Value hedge

La tabella seguente espone gli utili e le perdite nette rilevate a Conto economico, derivanti dalle variazioni di fair value dei derivati di fair value hedge e dalle variazioni di fair value dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio di tasso di cambio sia per il 2019 che per l'anno precedente:

Milioni di euro	2019		2018	
	Utili/(perdite) nette		Utili/(perdite) nette	
Strumenti di copertura su tassi di cambio	2		7	
Elemento coperto	(4)		(7)	
Inefficacia	(2)		-	

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di cambio nello stato patrimoniale consolidati combinato al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018:

Milioni di euro	2019			2018		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	85	9	9	87	7	7

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello stato patrimoniale consolidato combinato al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018:

Milioni di euro	2019			2018		
	Valore contabile	Adeguamento cumulato del Fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore contabile	Adeguamento cumulato del Fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	85	11	(11)	77	7	(7)

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicate i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio:

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		al 31.12.2019	2020	2021	2022	2023	2024
Derivati cash flow hedge su tasso di cambio:							
Derivati attivi (fair value positivo)	19	(3)	(6)	(9)	(7)	(5)	(12)
Derivati passivi (fair value negativo)	(8)	(9)	-	-	-	-	-

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di cambio nello stato patrimoniale consolidato combinato al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018:

Milioni di euro	2019			2018		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	305	18	18	377	20	20
Currency forwards	426	(7)	(4)	549	15	36
Totale	731	11	14	926	35	56

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello stato patrimoniale consolidato combinato al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018:

Milioni di euro	2019				2018			
	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH
Floating-rate borrowings in foreign currencies	(18)	18	-	-	(20)	20	-	-
Purchases of investment goods and other	4	(5)	(3)	1	(36)	36	(20)	(1)
Totale	(14)	13	(3)	1	(56)	56	(20)	(1)

La tabella seguente espone gli impatti dei derivati di cash flow hedge su tasso di cambio a Conto economico e nelle Altre componenti di conto economico complessivo (OCI) durante il periodo a lordo dell'effetto fiscale:

al 31.12.2019				
Milioni di euro	Variazioni lorde del fair value rilevato in OCI	Utili/(perdite) nette al lordo dell'effetto fiscale a Conto economico per inefficacia	Costi di hedging in OCI	Utili/(perdite) nette al lordo dell'effetto fiscale a Conto economico per riclassifica da OCI
Copertura di tassi di cambio	(41)	2	17	(2)

40.2 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 2019 e al 31 dicembre 2018:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	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
Derivati FVTPL								
- su tasso di cambio								
currency forwards	6	60	-	-	169	8	(6)	(1)
Totale	6	60	-	-	169	8	(6)	(1)

Al 31 dicembre 2019 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 193 milioni di euro. Il complessivo incremento del loro valore nozionale e la riduzione del relativo fair value netto pari a 5 milioni di euro è principalmente connesso alle dinamiche dei cambi.

41. Attività misurate al fair value

Il fair value delle attività e passività è determinato in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale criterio di valorizzazione è richiesto dai principi contabili internazionali.

Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (cosiddetto exit price).

La sua proxy migliore è il prezzo di mercato, ossia il suo prezzo corrente, pubblicamente disponibile ed effettivamente negoziato su un mercato liquido e attivo.

Il fair value delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del fair value che prevede tre diversi livelli, definiti come segue, in base agli input e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il fair value:

- > Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la società può accedere alla data di valutazione;
- > Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) o indirettamente (derivati da prezzi);
- > Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

In questa nota sono fornite alcune informazioni di dettaglio inerenti le tecniche di valutazione e gli input utilizzati per elaborare tali valutazioni.

A tale scopo:

- > le valutazioni ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale alla fine di ogni periodo;

- > le valutazioni non ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale in particolari circostanze.

Per aspetti generali o di informativa circa le contabilizzazioni relative a tali fattispecie, si rimanda alla nota 3 "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		Attività non correnti			Attività correnti			
Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	40	-			-			
- cambi	40	9	9		-			
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	40	-			-			
- cambi	40	18	18		1		1	

Il fair value dei contratti derivati 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.

In conformità con i nuovi principi contabili internazionali, viene determinata 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 CVA/DVA è misurato 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.

Gli importi espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla 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.

La valutazione degli strumenti finanziari derivati si configura sempre nelle casistiche di livello 2.

42. Passività misurate al fair value

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, la valutazione al fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica passività.

Milioni di euro	Passività non correnti					Passività correnti			
	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	40	7		7		-			
- cambi	40	-				8		8	
Derivati di trading									
- tassi	40	-				-			
- cambi	40	-				6		6	
Contingent consideration	36	-				12			12

42.1 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	37.3.1	-			
- a tasso variabile	37.3.1	4		4	
Finanziamenti bancari					
- a tasso fisso	37.3.1	-			
- a tasso variabile	37.3.1	761		761	
Debiti verso altri finanziatori					
- a tasso fisso	37.3.1	31		31	
- a tasso variabile	37.3.1	164		164	
Totale		960	-	960	-

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.

43. Informativa sulle parti correlate

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, rispettivamente in essere al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro

	Enel SpA	Enel Green Power SpA	Enel Finance International NV	Altre minori	Totale 2019	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti Economici							
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	-	-	87	87	567	15,3%
Proventi finanziari	-	-	6	-	6	93	6,5%
Acquisti di energia elettrica	-	-	-	1	1	54	1,9%
Costi per servizi e altri materiali	-	11	-	3	14	96	14,6%
Costo del personale	-	1	-	-	1	48	2,1%
Oneri finanziari	50	-	29	-	79	239	33,1%

Milioni di euro

	Enel SpA	Enel Green Power SpA	Enel Finance International NV	Altre minori	Totale al 31.12.2019	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali							
Crediti commerciali	-	1	-	15	16	180	8,9%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	65	-	65	66	98,5%
Altre attività correnti	-	-	-	1	1	227	0,4%
Altre passività non correnti	-	-	-	1	1	50	2,0%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	129	-	129	976	13,2%
Finanziamenti a breve termine	43	-	199	6	248	248	100,0%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	17	-	17	93	18,3%
Debiti commerciali	2	147	-	17	166	491	33,8%
Altre passività finanziarie correnti	47	-	-	-	47	60	78,3%
Altre passività correnti	-	11	-	4	15	75	20,0%
Derivati passivi non correnti	7	-	-	-	7	7	100,0%

Milioni di euro

	Enel SpA	Enel Green Power SpA	Enel Finance International NV	Altre minori	Totale 2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti Economici							
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	-	-	112	112	632	17,7%
Proventi finanziari	-	-	1	-	1	113	0,9%
Acquisti di energia elettrica	-	-	-	21	21	67	31,3%
Costi per servizi e altri materiali	1	16	-	7	24	105	22,9%
Costo del personale	-	7	-	-	7	53	13,2%
Oneri finanziari	38	-	22	-	60	303	19,8%

Milioni di euro

	Enel SpA	Enel Green Power SpA	Enel Finance International NV	Altre minori	Totale al 31.12.2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali							
Crediti commerciali	-	1	-	11	12	173	6,9%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	71	-	71	80	88,8%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	146	-	146	768	19,0%
Finanziamenti a breve termine	-	-	257	6	263	266	98,9%
Altre passività non correnti	-	-	-	1	1	3	33,3%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	17	-	17	425	4,0%
Debiti commerciali	-	133	-	21	154	216	71,3%
Altre passività finanziarie correnti	38	-	-	-	38	50	76,0%
Altre passività correnti	-	1	-	1	2	58	3,4%
Derivati passivi non correnti	2	-	-	-	2	5	40,0%

44. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dalle società del Gruppo combinato e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogati:

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	Variazione
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	120	394	(274)
TOTALE	120	394	(274)

45. Attività e passività potenziali

Di seguito sono riportate le principali attività e passività potenziali al 31 dicembre 2019 non rilevate in bilancio per assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

Procedimento amministrativo e cautelare arbitrato Chucas

PH Chucas SA ('Chucas') è una società di progetto costituita da Enel Green Power Costa Rica SA a seguito dell'aggiudicazione di una gara bandita nel 2007 dall'Instituto 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').

In data 27 maggio 2015, Chucas ha avviato un procedimento arbitrale di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) al fine di ottenere il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti per la costruzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto e l'annullamento della multa comminata dall'ICE per un presunto ritardo nella finalizzazione delle opere. 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 ed in data 5 settembre 2019 è stata notificata a Chucas la sentenza con la quale è stato parzialmente accolto il ricorso di nullità di ICE limitatamente ad alcuni motivi formali del procedimento arbitrale e pertanto si dichiara la nullità dello stesso. In data 11 settembre 2019, Chucas ha presentato un "recurso de aclaracion y adición" davanti alla Corte Suprema costaricana è stato parzialmente accolto in data 8 giugno 2020. Con tale decisione, la Corte ha integrato il dispositivo della sentenza del 5 settembre 2019 con alcune informazioni relative all'ammissione di elementi probatori depositati da Chucas senza, tuttavia, modificare la decisione in merito alla nullità del lodo arbitrale. In data 15 luglio 2020, Chucas ha presentato una domanda di arbitrato presso l'AMCHAM CICA.

Multa ambientale IBAMA – Brasile

Il 22 novembre 2007, l'Instituto Brasileiro De Meio Ambiente E Dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA") ha sanzionato Primavera Energia S.A. ("Primavera") con una multa di circa € 852.000 (circa 4.8 milioni di reais brasiliani) a fronte di una quantificazione iniziale di € 2,4 milioni (circa 13.7 milioni di reais brasiliani), a causa di un asserito danno ambientale che sarebbe stato provocato da immissioni di olio nel fiume "Rio Braço Norte" attraverso il depuratore della centrale idroelettrica di PCH Braço Norte I. Il 10 marzo 2018, Primavera ha impugnato la menzionata sanzione dinanzi alla stessa autorità emittente e il procedimento è attualmente pendente.

Contenzioso Ambientale Mato Grosso - Brasile

Il 21 novembre 2012, il Pubblico Ministero ("PM") dello Stato di Mato Grosso ha citato in giudizio Primavera Energia S.A. ("Primavera") innanzi al Tribunale civile di Mato Grosso, chiedendo alla società convenuta di costruire una struttura per consentire il passaggio della fauna acquatica nel fiume in

prossimità della centrale idroelettrica di Poxoréu. Nell'impossibilità di tale costruzione, il PM chiedeva al Tribunale di dichiarare l'obbligo di Primavera di chiudere la centrale e ripristinare lo stato dei luoghi. Infine, il PM chiedeva la condanna della società convenuta al risarcimento del danno ambientale, quantificato nella domanda iniziale in € 915.000 (circa 6 milioni di reais brasiliani) e rimesso al giudizio equitativo del giudice. In primo grado, il Tribunale ha condannato Primavera a corrispondere al fondo pubblico l'importo di € 308.000 (circa 2 milioni di reais brasiliani) a titolo di danno morale e a rimborsare le spese di giudizio. Il 25 maggio 2018, Primavera ha impugnato questa decisione dinanzi al Tribunale Regionale Federale della Prima Regione e il procedimento è attualmente in corso di svolgimento.

Alvorada Energia S.A I – Brasile

Il 17 marzo 2008, Alvorada Energia S.A. ("EGP Alvorada") è stata convenuta, insieme ad Energisa Tocantins ("Celtins"), dinanzi al tribunale del Distretto Federale da dei privati che hanno contestato la validità del contratto di vendita, stipulato tra Celtins ed EGP Alvorada nel 2005, in forza del quale quest'ultima è divenuta proprietaria del terreno in cui è situata la centrale idroelettrica di Bagagem. La domanda ha ad oggetto la risoluzione del contratto di comodato stipulato tra gli attori e Celtins nel 1993, la nullità del contratto di compravendita del 2005 e la conseguente restituzione del possesso del terreno e di tutti i beni ivi insistenti di cui gli attori si affermano proprietari, compresa la centrale PCH BAGAGEM attualmente operativa. In subordine, gli attori chiedono un risarcimento del danno, in solido tra i due convenuti, pari al valore storico di circa € 12,5 milioni (circa 70,8 milioni di reais brasiliani). Il procedimento è nella fase istruttoria.

Alvorada Energia S.A II – Brasile

Il 28 maggio 2008, gli stessi due soggetti privati del contenzioso "Alvorada Energia S.A I" hanno avviato un ulteriore procedimento innanzi il tribunale del Distretto Federale contro EGP Alvorada e Celtins, domandando un corrispettivo mensile pari al 50% dei ricavi ottenuti dall'impianto idroelettrico di Bagagem, a titolo di canone di locazione dell'impianto stesso (a seguito della riqualificazione del contratto di comodato nel contratto di locazione), fino alla sua restituzione al termine della locazione stessa. Il valore è stato stimato dagli attori in circa € 46.000 al mese. Il valore totale dei corrispettivi richiesti, considerando la data indicata dagli attori per l'inizio del corrispettivo, è di € 5,6 milioni (32 milioni di reais brasiliani). Il procedimento si trova nella fase istruttoria.

Arbitrato Enerray – Brasile

Ad aprile 2018, Enerray S.p.A. ed Enerray Usinas Fotovoltaicas Spe Ltda ("Enerray") hanno avviato un procedimento arbitrale secondo le regole dalla "Câmara FGV de Mediação e Arbitragem" contro Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A ed Enel Green Power Horizonte MP Solar S.A. ("EGP") per contestare la risoluzione da parte di queste ultime del contratto di appalto relativo alla costruzione dei progetti fotovoltaici di "Ituverava" e "Horizonte" per un valore di circa € 12 milioni (circa 80 milioni di reais brasiliani). Nell'ambito del suddetto arbitrato, EGP ha presentato una domanda riconvenzionale di circa € 32 milioni (circa 212 milioni di reais brasiliani) contestando la responsabilità di Enerray per i ritardi nella realizzazione dei progetti ed altri inadempimenti a questa imputabili. Il procedimento si trova nella fase istruttoria.

Contenziosi fiscali Brasile

ISS – EGP Cabeça de Boi, EGP Fazenda ed EGP Salto Apicás

Nel 2015, le società brasiliane EGP Cabeça de Boi, EGP Fazenda ed EGP Salto Apicás ("Società") in qualità di sostituti d'imposta, congiuntamente al soggetto passivo dell'imposta (provider di servizi Brasiliano non appartenente al Gruppo), hanno presentato un'istanza al Tribunale Giudiziario locale al fine di definire il corretto ammontare dell'imposta comunale sui servizi (ISS) – dovuta in relazione ai pagamenti previsti, a partire dal 2015, in virtù degli accordi contrattuali in essere con il provider– e il

relativo criterio di ripartizione della medesima imposta tra i comuni a cui l'ISS è dovuta: Alta Floresta, Juara e Nova Monte Verde.

Nel 2018, il Tribunale ha rigettato la soluzione prospettata dalle Società con l'istanza di cui sopra e pertanto queste ultime hanno impugnato la decisione sfavorevole del Tribunale proseguendo il contenzioso, ad oggi ancora pendente. Il valore oggetto della contestazione ammonta a € 2.553.021. Inoltre nel 2016, in relazione al periodo Aprile 2014- Agosto 2015, le Società hanno ricevuto avvisi di accertamento da parte dei comuni di Alta Floresta e Juara, con cui veniva contestato il criterio di determinazione della base imponibile dell'ISS. Le Società hanno impugnato i predetti avvisi e, ad oggi, la controversia è pendente dinanzi al Tribunale Giudiziario locale. L'ammontare oggetto di contestazione è di € 4.768.238.

ICMS - Socibe Energia

Nel corso del periodo d'imposta 2016, lo Stato del Tocantins ha notificato un avviso di accertamento relativo all'Imposta statale sulla circolazione di merci e servizi di trasporto interstatale e intermunicipale e di comunicazione (ICMS) nei confronti della società brasiliana Socibe Energia ("la Società") per un importo pari a € 1.224.255,14. In particolare, l'Autorità fiscale contesta una presunta erronea registrazione di alcune fatture nei registri fiscali e la conseguente non correttezza del calcolo della base imponibile dell'ICMS. L'avviso di accertamento è relativo alle annualità dal 2011 al 2015.

La Società ha provveduto ad impugnare l'avviso di accertamento ricevuto con richiesta di annullamento totale delle contestazioni. Più nello specifico si chiede l'annullamento della materia del contendere dal momento che i costi dedotti dalla base imponibile e sconosciuti dall'autorità fiscale, si riferiscono a fatture correttamente registrate nei registri fiscali tenuti dalla Società.

Nel corso del procedimento amministrativo è stata emessa una prima decisione che ha confermato la bontà degli avvisi di accertamento notificati alla Società. Nel 2019, lo Stato del Tocantins ha chiesto l'esecuzione forzata della sentenza ma la Società, il 5 agosto 2019, ha presentato memorie difensive e una garanzia sull'ammontare oggetto di contestazione.

In data 24.08.20 il Tribunale ha sospeso la predetta esecuzione forzata.

Al momento il processo è ancora pendente in primo grado giudiziario.

ISS - EGP Brasil Participações

Nel periodo d'imposta 2016 la Holding brasiliana del Gruppo EGP (EGP Brasil Participações) ha ricevuto un avviso di accertamento emesso dal comune di Niterói nel quale viene contestato il mancato versamento dell'imposta comunale sui servizi ("ISS") per un importo pari a € 565.826,64 relativamente al periodo febbraio 2013 - aprile 2016.

In particolare, l'Autorità fiscale contesta il mancato versamento dell'ISS dovuto sulle Management Fees che la società ha contabilizzato nel corso dei periodi d'imposta oggetto dell'atto impositivo e per le quali i servizi relativi alle stesse sono stati già fruiti nel corso degli stessi anni. L'ISS in questione, per norma interna brasiliana, si rende esigibile al momento del pagamento delle fatture relative ai servizi ricevuti dal soggetto estero. Tali fatture, risultano ancora non pagate e per questo motivo EGP Brasil Participações ritiene di non essere tenuta al versamento delle imposte di cui trattasi.

L'Ufficio, al contrario, sostiene che l'avvenuta prestazione dei servizi in questione nonché la contabilizzazione dei relativi costi in bilancio, renderebbe l'imposta (ISS) dovuta senza dover attendere il momento del pagamento.

Nel corso del 2019 si è conclusa la fase contenziosa amministrativa con decisione sfavorevole alla società. Quest'ultima intende avviare il contenzioso in sede giurisdizionale.

ISS - EGP Maniçoba Eólica

Nel corso dei primi mesi del 2019 il comune brasiliano di Mulungu do Morro ha emesso un avviso di accertamento nei confronti della società EGP Maniçoba Eólica relativamente ad un presunto non

corretto calcolo della base imponibile dell'imposta comunale sui servizi ("ISS") per un importo pari a € 1.086.370,83.

La società, non ritenendo gli importi dovuti non ha provveduto al pagamento di quanto oggetto di contestazione.

Il 30 giugno 2019 il comune brasiliano di Mulungu do Morro ha richiesto al tribunale l'esecuzione di pagamento dell'avviso di accertamento. Il giudizio è ancora pendente.

46. Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei principi, modifiche ai principi e interpretazioni la cui data di efficacia per le società incluse nel perimetro è successiva al 31 dicembre 2019:

- > "IFRS 17 – *Insurance Contracts*", emesso a maggio 2017. Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2021 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- > "*Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards*", emesso a marzo 2018. Il documento delinea le modifiche ai principi interessati al fine di aggiornare i riferimenti al Conceptual Framework revised. Tali modifiche accompagnano l'ultima versione del "Revised Conceptual Framework for Financial Reporting", emesso a marzo 2018, che prevede alcuni concetti nuovi, offre migliori definizioni e criteri di rilevazione e chiarisce alcuni concetti importanti. Il Conceptual Framework revised e le modifiche summenzionate saranno applicabili a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020.
- > "Amendments to IFRS 3 – *Definition of a Business*", emesso a ottobre 2018 per aiutare le società a valutare se un insieme di attività e beni acquistati rappresenti un business. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020 o successivamente.
- > "Amendments to IAS 1 and IAS 8 – *Definition of Material*", emesso a ottobre 2018 per allineare la definizione di "materialità" fra principi e chiarirne alcuni aspetti. La definizione prevede quanto 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 bilanci, i quali forniscono informazioni finanziarie su una specifica società". Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020 o successivamente.
- > "Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS17 – *Interest Rate Benchmark Reform*", emesso a settembre 2019, prevede delle modifiche alle disposizioni in tema di hedge accounting e alcuni obblighi di informazioni aggiuntive durante il periodo di transizione (ossia, fino alla definizione di un Interest Rate Benchmark alternativo ufficiale). Al riguardo, va notato che la Riforma impatterà la valutazione al fair value, gli effetti dell'hedge accounting e la posizione finanziaria netta quando saranno definiti i tassi alternativi.
- > "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 ventures. 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). Lo IASB ha rinviato indefinitamente la data di prima applicazione delle modifiche in oggetto; è consentita una applicazione anticipata purché le modifiche vengano applicate prospetticamente.
- > "*Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current*", emesso a gennaio 2020. Le modifiche interessano le previsioni dello IAS 1 relativamente alla presentazione delle passività. Più nel dettaglio, le modifiche chiariscono:
 - i criteri per classificare una passività come corrente o non corrente, specificando che il diritto di una società a differire il regolamento deve esistere alla data di riferimento;

- che la classificazione non è influenzata dalle intenzioni o aspettative del management su quando una società eserciterà il suo diritto di differire il regolamento di una passività;
- come le condizioni di prestito influenzano la classificazione; e
- che il regolamento si riferisce al trasferimento alla controparte di liquidità, strumenti rappresentativi di capitale, altre attività o servizi.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

Si stanno valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

47. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Allacciamento alla rete dell'impianto fotovoltaico di São Gonçalo - Brasile

Enel Green Power Brasil Participações Ltda., la controllata brasiliana del Gruppo Enel dedicata alle energie rinnovabili, ha avviato le operazioni della sezione da 475 MW dell'impianto fotovoltaico di São Gonçalo, sito in São Gonçalo do Gurguéia, nello stato centro-settentrionale di Piauí, in Brasile. L'allacciamento alla rete di São Gonçalo, il più grande impianto fotovoltaico del Sudamerica, è avvenuto il 13 gennaio 2020 oltre un anno prima del termine stabilito dalle regole della gara A-4 del 2017, indetta dal governo federale brasiliano attraverso l'autorità nazionale di regolamentazione dell'energia, la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). La costruzione della sezione da 475 MW dell'impianto solare ha comportato un investimento di circa 1,4 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 390 milioni di dollari USA.

São Gonçalo è il primo impianto di Enel in Brasile a utilizzare moduli solari bifacciali che catturano l'energia su entrambe le superfici del pannello, con un aumento previsto della produzione di elettricità fino al 18%. Una volta a pieno regime, la sezione da 475 MW dell'impianto potrà generare più di 1.200 GWh all'anno, evitando l'emissione nell'atmosfera di oltre 600mila tonnellate di CO2. Dei 475 MW di capacità installata, 265 MW sono supportati da contratti ventennali di fornitura di energia con un gruppo di società di distribuzione che operano nel mercato regolamentato del Paese. I restanti 210 MW dovrebbero generare energia per il mercato libero.

COVID-19

L'epidemia del nuovo Coronavirus (COVID-19) è iniziata a Wuhan, in Cina, ed è stata segnalata per la prima volta dalle autorità nazionali all'Organizzazione Mondiale della Sanità il 30 dicembre 2019.

Fino dalle prime settimane del 2020, pur in presenza di una forte sensibilizzazione sul tema da parte di organizzazioni internazionali, l'epidemia appariva circoscritta solo ad alcune aree del Sud-Est asiatico e del Medio Oriente, interessando esclusivamente talune regioni della Cina, la Corea del Sud e l'Iran.

Nella seconda metà di febbraio, i primi sporadici casi conclamati di COVID-19 in Italia hanno dato inizio a una seconda fase dell'epidemia, con una rapida escalation della sua diffusione dapprima in ambito europeo e successivamente in Sud America (in particolare in Brasile) e negli Stati Uniti.

L'Organizzazione Mondiale della Sanità ha dichiarato che l'emergenza sanitaria legata al COVID-19 ha assunto la connotazione di pandemia visto come si è rapidamente propagata nei diversi Paesi.

Per contenere gli effetti del contagio, in attesa che la sperimentazione medica giunga all'individuazione di un vaccino somministrabile all'uomo, i Governi dei diversi Paesi hanno adottato numerose misure di contenimento, essenzialmente volte alla restrizione dei liberi spostamenti delle persone. Nel corso dei primi nove mesi del 2020 dopo aver in parte allentato le misure restrittive a seguito di un sostanziale contenimento della diffusione del virus si sta assistendo ad una seconda ondata di contagi con progressivo incremento dei contagiati in Sud America e in Europa che potrebbero portare i Governi ad adottare misure locali più restrittive.

A tale riguardo le società incluse nel perimetro nel rispetto dei provvedimenti introdotti in ambito locale hanno intrapreso numerose azioni al fine di adottare le procedure più idonee a prevenire e/o mitigare gli effetti del contagio in ambito lavorativo. In particolare, la gestione della continuità aziendale è assicurata soprattutto grazie a:

- > l'estensione al personale remotizzabile, nella modalità di lavoro agile (smart working), introdotta già da alcuni anni, che, grazie agli investimenti in digitalizzazione, consente di lavorare da remoto a parità di livelli di efficienza ed efficacia;
- > l'utilizzo di infrastrutture digitalizzate che consentono di assicurare il normale funzionamento degli asset produttivi, la continuità del servizio elettrico e di gestire da remoto tutte le attività relative al mercato e al rapporto con il cliente.

È operativa, altresì, una Global Task Force, istituita anche a livello Paese, che ha lo scopo di coordinare e indirizzare le azioni da intraprendere in ciascun Paese, di concerto con i responsabili del business.

Allegati

Allegato 1 - Riconciliazione tra Bilancio consolidato Gruppo Enel e Bilancio consolidato combinato al 31.12.2019

Milioni di euro

	Bilancio consolidato Gruppo Enel al 31.12.2019 (1)	Società del Gruppo Enel che non rientrano nel Gruppo combinato (2)	Società del Gruppo Enel che rientrano nel Gruppo combinato (3)	Adegualiamenti Bilancio consolidato combinato (4)	Bilancio consolidato combinato al 31.12.2019 (5)
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	77.366	76.892	474	93	567
Altri proventi	2.961	2.872	89	(77)	12
<i>Totale</i>	80.327	79.764	563	16	579
Costi					
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	33.755	33.702	53	1	54
Costi per servizi e altri materiali	18.580	18.498	82	14	96
Costo del personale	4.634	4.587	47	1	48
Impairment /(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	1.144	1.143	1	-	1
Ammortamenti e altri impairment	9.682	9.548	134	-	134
Altri costi operativi	7.276	7.261	15	-	15
Costi per lavori interni capitalizzati	(2.355)	(2.328)	(27)	-	(27)
<i>Totale</i>	72.716	72.411	305	16	321
Proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity	(733)	(733)	-	-	-
Risultato operativo	6.878	6.620	258	-	258
Proventi finanziari da contratti derivati	1.484	1.390	94	-	94
Altri proventi finanziari	1.637	1.623	14	79	93
Oneri finanziari da contratti derivati	1.142	1.039	103	-	103
Altri oneri finanziari	4.518	4.358	160	79	239
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	95	95	-	-	(0)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(122)	(122)	-	-	-
Risultato prima delle imposte	4.312	4.209	103	-	103
Imposte	836	793	43	-	43
Risultato delle continuing operations	3.476	3.416	60	-	60
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	3.476	3.416	60	-	60
Quota di interessenza del Gruppo	2.174	2.147	27	-	27
Quota di interessenza di terzi	1.302	1.269	33	-	33

(1) Bilancio consolidato al 31.12.2019 del Gruppo Enel

(2) Somma della contribuzione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel di cui alla colonna (1), delle società diverse da quelle incluse nel perimetro del Gruppo combinato

(3) Somma della contribuzione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel di cui alla colonna (1), delle società incluse nel perimetro del Gruppo combinato

- (4) Adeguamenti effettuati nel bilancio consolidato combinato per ripristino dei rapporti intercompany tra le società incluse nel Gruppo combinato e le altre incluse nel Bilancio consolidato del Gruppo Enel (vedi nota 43. Informativa sulle parti correlate)
- (5) Bilancio consolidato combinato al 31.12.2019

Milioni di euro

	Bilancio consolidato Gruppo Enel al 31.12.2019 (1)	Società del Gruppo Enel che non rientrano nel Gruppo combinato (2)	Società del Gruppo Enel che rientrano nel Gruppo combinato (3)	Adeguamenti Bilancio consolidato combinato (4)	Bilancio consolidato combinato al 31.12.2019 (5)
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	79.809	75.903	3.906	-	3.906
Investimenti immobiliari	112	112	-	-	-
Attività immateriali	19.089	18.805	284	-	284
Avviamento	14.241	13.744	497	-	497
Attività per imposte anticipate	9.112	9.089	23	-	23
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.682	1.682	-	-	-
Partecipazioni in imprese controllate	-	-	-	2	2
Derivati	1.383	1.356	27	-	27
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	487	487	-	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	6.006	5.970	36	-	36
Altre attività non correnti	2.701	2.670	31	-	31
<i>Totale</i>	134.622	129.818	4.804	2	4.806
Attività correnti					
Rimanenze	2.531	2.522	9	-	9
Crediti commerciali	13.083	12.919	164	16	180
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	166	166	-	-	-
Crediti per imposte sul reddito	409	398	11	-	11
Derivati	4.065	4.064	1	-	1
Altre attività finanziarie correnti	4.305	4.304	1	65	66
Altre attività correnti	3.115	3.437	-322	549	227
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.029	8.732	297	-	297
<i>Totale</i>	36.703	36.542	161	630	791
Attività classificate come possedute per la vendita	101	101	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ	171.426	166.461	4.965	632	5.597

(1) Bilancio consolidato al 31.12.2019 del Gruppo Enel

(2) Somma della contribuzione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel di cui alla colonna (1), delle società diverse da quelle incluse nel perimetro del Gruppo combinato

(3) Somma della contribuzione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel di cui alla colonna (1), delle società incluse nel perimetro del Gruppo combinato

(4) Adeguamenti effettuati nel bilancio consolidato combinato per: a) ripristino dei rapporti intercompany tra le società incluse nel Gruppo combinato e le altre incluse nel Bilancio consolidato del Gruppo Enel (vedi nota 43. Informativa sulle parti correlate); b) ripristino della partecipazione al costo di Parque Eolico Pampa in quanto esclusa dal perimetro del Gruppo combinato.

(5) Bilancio consolidato combinato al 31.12.2019

Milioni di euro

	Bilancio consolidato Gruppo Enel al 31.12.2019 (1)	Società del Gruppo Enel che non rientrano nel Gruppo combinato (2)	Società del Gruppo Enel che rientrano nel Gruppo combinato (3)	Adeguamenti Bilancio consolidato combinato (4)	Bilancio consolidato combinato al 31.12.2019 (5)
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale	10.167	10.167	-		-
Riserva di consolidamento per bilancio consolidato combinato	-	-2.900	2.900		2.900
Riserva azioni proprie	-1	-1	-		-
Altre riserve	1.130	1.462	-332		-332
Utili e perdite accumulati	19.081	18.375	706	2	708
<i>Totale</i>	30.377	27.103	3.274	2	3.276
Interessenze di terzi	16.561	16.337	224	-	224
Totale patrimonio netto	46.938	43.440	3.498	2	3.500
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	54.174	53.327	847	129	976
Benefici ai dipendenti	3.771	3.770	1	-	1
Fondi rischi e oneri quota non corrente	5.324	5.297	27	-	27
Passività per imposte differite	8.314	8.262	52	-	52
Derivati	2.407	2.407	-	7	7
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	6.301	6.301	-	-	-
Altre passività non correnti	3.706	3.657	49	1	50
<i>Totale</i>	83.997	83.021	976	137	1.113
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	3.917	3.917	-	248	248
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.409	3.333	76	17	93
Fondi rischi e oneri quota corrente	1.196	1.194	2	-	2
Debiti commerciali	12.960	12.635	325	166	491
Debiti per imposte sul reddito	209	208	1	-	1
Derivati	3.554	3.540	14	-	14
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	1.328	1.328	-	-	-
Altre passività finanziarie correnti	754	741	13	47	60
Altre passività correnti	13.161	13.101	60	15	75
<i>Totale</i>	40.488	39.997	491	493	984
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	3	3	-	-	-
Totale passività	124.488	123.021	1.467	630	2.097
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	171.426	166.461	4.965	632	5.597

- (1) Bilancio consolidato al 31.12.2019 del Gruppo Enel
- (2) Somma della contribuzione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel di cui alla colonna (1), delle società diverse da quelle incluse nel perimetro del Gruppo combinato
- (3) Somma della contribuzione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel di cui alla colonna (1), delle società incluse nel perimetro del Gruppo combinato
- (4) Adeguamenti effettuati nel bilancio consolidato combinato per: a) ripristino dei rapporti intercompany tra le società incluse nel Gruppo combinato e le altre incluse nel Bilancio consolidato del Gruppo Enel (vedi nota 43. Informativa sulle parti correlate); b) ripristino della partecipazione al costo di Parque Eolico Pampa in quanto esclusa dal perimetro del Gruppo consolidato combinato.
- (5) Bilancio consolidato combinato al 31.12.2019

Allegato 2 - Riconciliazione tra Bilancio consolidato Gruppo Enel e Bilancio consolidato combinato al 31.12.2018

Milioni di euro

	Bilancio consolidato Gruppo Enel al 31.12.2018 (1)	Società del Gruppo Enel che non rientrano nel Gruppo combinato (2)	Società del Gruppo Enel che rientrano nel Gruppo combinato (3)	Adeguamenti Bilancio consolidato combinato (4)	Bilancio consolidato combinato al 31.12.2018 (5)
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	73.037	72.517	520	112	632
Altri proventi	2.538	2.466	72	(60)	12
<i>Totale</i>	75.575	74.983	592	52	644
Costi					
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	37.264	37.218	46	21	67
Costi per servizi e altri materiali	18.406	18.325	81	24	105
Costo del personale	4.581	4.535	46	7	53
Impairment /(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	1.096	1.095	1	-	1
Ammortamenti e altri impairment	5.355	5.204	151	-	151
Altri costi operativi	1.769	1.759	10	-	10
Costi per lavori interni capitalizzati	(2.264)	(2.230)	(34)	-	(34)
<i>Totale</i>	66.207	65.906	301	52	353
Proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity	532	532	-	-	-
Risultato operativo	9.900	9.609	291	-	291
Proventi finanziari da contratti derivati	1.993	1.924	69	-	69
Altri proventi finanziari	1.715	1.662	53	60	113
Oneri finanziari da contratti derivati	1.532	1.497	35	-	35
Altri oneri finanziari	4.392	4.149	243	60	303
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	8.066	135	-	135
Imposte	1.851	1.798	53	-	53
Risultato delle continuing operations	6.350	6.268	82	-	82
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	6.350	6.268	82	-	82
Quota di interessenza del Gruppo	4.789	4.740	49	-	49
Quota di interessenza di terzi	1.561	1.528	33	-	33

(1) Bilancio consolidato al 31.12.2018 del Gruppo Enel

(2) Somma della contribuzione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel di cui alla colonna (1), delle società diverse da quelle incluse nel perimetro del Gruppo combinato

(3) Somma della contribuzione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel di cui alla colonna (1), delle società incluse nel perimetro del Gruppo combinato

(4) Adeguamenti effettuati nel bilancio consolidato combinato per ripristino dei rapporti intercompany tra le società incluse nel Gruppo combinato e le altre incluse nel Bilancio consolidato del Gruppo Enel (vedi nota 43. Informativa sulle parti correlate)

(5) Bilancio consolidato combinato al 31.12.2018

Milioni di euro

	Bilancio consolidato Gruppo Enel al 31.12.2018 (1)	Società del Gruppo Enel che non rientrano nel Gruppo combinato (2)	Società del Gruppo Enel che rientrano nel Gruppo combinato (3)	Adeguamenti Bilancio consolidato combinato (4)	Bilancio consolidato combinato al 31.12.2018 (5)
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	76.631	73.361	3.270	-	3.270
Investimenti immobiliari	135	135	-	-	-
Attività immateriali	19.014	18.871	143	-	143
Avviamento	14.273	14.124	149	-	149
Attività per imposte anticipate	8.305	8.298	7	-	7
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.099	2.099	-	-	-
Partecipazioni in imprese controllate	-	-	-	2	2
Derivati	1.005	979	26	-	26
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	346	346	-	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	5.769	5.731	38	-	38
Altre attività non correnti	1.272	1.238	34	-	34
<i>Totale</i>	128.849	125.182	3.667	2	3.669
Attività correnti					
Rimanenze	2.818	2.811	7	-	7
Crediti commerciali	13.587	13.426	161	12	173
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	135	136	-1	-	-1
Crediti per imposte sul reddito	660	650	10	-	10
Derivati	3.914	3.884	30	-	30
Altre attività finanziarie correnti	5.160	5.158	2	78	80
Altre attività correnti	2.983	3.314	-331	555	224
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.630	6.133	497	-	497
<i>Totale</i>	35.887	35.512	375	645	1.020
Attività classificate come possedute per la vendita	688	10	678	1	679
TOTALE ATTIVITÀ	165.424	160.704	4.720	648	5.368

(1) Bilancio consolidato al 31.12.2018 del Gruppo Enel

(2) Somma della contribuzione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel di cui alla colonna (1), delle società diverse da quelle incluse nel perimetro del Gruppo combinato

(3) Somma della contribuzione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel di cui alla colonna (1), delle società incluse nel perimetro del Gruppo combinato

(4) Adeguamenti effettuati nel bilancio consolidato combinato per: a) ripristino dei rapporti intercompany tra le società incluse nel Gruppo combinato e le altre incluse nel Bilancio consolidato del Gruppo Enel (vedi nota 43. Informativa sulle parti correlate); b) ripristino della partecipazione al costo di Parque Eolico Pampa in quanto esclusa dal perimetro del Gruppo combinato; c) riclassifica di un credito finanziario pari a 7 milioni di euro originariamente rilevato tra i debiti finanziari.

(5) Bilancio consolidato combinato al 31.12.2018

Milioni di euro

	Bilancio consolidato Gruppo Enel al 31.12.2018 (1)	Società del Gruppo Enel che non rientrano nel Gruppo combinato (2)	Società del Gruppo Enel che rientrano nel Gruppo combinato (3)	Adeguamenti Bilancio consolidato combinato (4)	Bilancio consolidato combinato al 31.12.2018 (5)
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale	10.167	10.167			-
Riserva di consolidamento per bilancio consolidato combinato		-2.847	2.847		2.847
Riserva azioni proprie		-	-		-
Altre riserve	1.700	2.035	-335		-335
Utili e perdite accumulati	19.853	19.510	343	2	345
<i>Totale</i>	31.720	28.865	2.855	2	2.857
Interessenze di terzi	16.132	15.911	221	-	221
Totale patrimonio netto	47.852	44.776	3.076	2	3.078
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	48.983	48.361	622	146	768
Benefici ai dipendenti	3.187	3.186	1	-	1
Fondi rischi e oneri quota non corrente	5.181	5.166	15	-	15
Passività per imposte differite	8.650	8.608	42	-	42
Derivati	2.609	2.606	3	2	5
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	6.306	6.306	-	-	-
Altre passività non correnti	1.901	1.899	2	1	3
<i>Totale</i>	76.817	76.132	685	149	834
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	3.616	3.620	-4	270	266
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.367	2.959	408	17	425
Fondi rischi e oneri quota corrente	1.312	1.312	-	-	-
Debiti commerciali	13.387	13.325	62	154	216
Debiti per imposte sul reddito	333	323	10	-	10
Derivati	4.343	4.331	12	-	12
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	1.095	1.095	-	-	-
Altre passività finanziarie correnti	788	776	12	38	50
Altre passività correnti	12.107	12.051	56	2	58
<i>Totale</i>	40.348	39.792	556	481	1.037
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	407	4	403	16	419
Totale passività	117.572	115.928	1.644	646	2.290
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	165.424	160.704	4.720	648	5.368

- (1) Bilancio consolidato al 31.12.2018 del Gruppo Enel
- (2) Somma della contribuzione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel di cui alla colonna (1), delle società diverse da quelle incluse nel perimetro del Gruppo combinato
- (3) Somma della contribuzione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel di cui alla colonna (1), delle società incluse nel perimetro del Gruppo combinato
- (4) Adeguamenti effettuati nel bilancio consolidato combinato per: a) ripristino dei rapporti intercompany tra le società incluse nel Gruppo combinato e le altre incluse nel Bilancio consolidato del Gruppo Enel (vedi nota 43. Informativa sulle parti correlate); b) ripristino della partecipazione al costo di Parque Eolico Pampa in quanto esclusa dal perimetro del Gruppo combinato; c) riclassifica di un credito finanziario pari a 7 milioni di euro originariamente rilevato tra i debiti finanziari.
- (5) Bilancio Consolidato combinato al 31.12.2018

Allegato 3 - Elenco delle Partecipazioni detenute, direttamente o indirettamente, da EGP SpA in Centro e Sud America al 31 dicembre 2019

Sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese detenute, direttamente o indirettamente, da EGP SpA in Centro e Sud America al 31 dicembre 2019 che costituiscono il perimetro del Gruppo combinato utilizzato per la predisposizione del presente bilancio consolidato combinato.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale sociale, la valuta in cui è espresso, l'attività, il metodo di consolidamento, le società che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso totale.

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Alba Energia Ltda.	Niterói	Brasile	16.045.169,00	Real Brasiliano	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Alvorada Energia S.A	Niterói	Brasile	21.017.415,92	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Apiacás Energia S.A	Niterói	Brasile	14.216.846,33	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Bondia Energia Ltda.	Niterói	Brasile	2.950.888,00	Real Brasiliano	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda	Salvador	Brasile	4.859.739,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
El Paso Solar Sas Esp	Bogota	Colombia	91.694.000,00	Peso Colombiano	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power Colombia Sas Esp	100,00	100,00
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA LOS PINOS S.A.	San Miguel	Perù	7.928.044,00	SOL	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Perù SAC	100,00	100,00
							Energética Monzón S.A.C.	0,00	

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Empresa De Generación Eléctrica Marcona S.A.C.	San Miguel	Perù	3.368.424,00	SOL	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Perù SAC Energética Monzón S.A.C.	100,00 0,00	100,00
Enel Fortuna SA	Panama City	Repubblica di Panama	100.000.000,00	Dollaro Statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panamá, S.R.L.	50,06	50,06
Enel Green Power Argentina Sa	Buenos Aires	Argentina	82.534.295,00	Peso Argentino	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power S.p.A. Energia Y Servicios South America Spa	99,24 0,76	100,00
Enel Green Power Boa Vista Eólica S.A	Niterói	Brasile	122.952.830,00	Real Brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Niterói	Brasile	7.161.724.678,00	Real Brasiliano	Holding	Integrale	Enel Green Power S.p.A. Energia Y Servicios South America Spa	100,00 0,00	100,00
Enel Green Power Cabeça De Boi S.A.	Niterói	Brasile	270.114.539,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Colombia Sas Esp	Bogota	Colombia	3.387.243.000,00	Peso Colombiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power S.p.A.	100,00	100,00
Enel Green Power Costa Rica S.A.	San José	Costa Rica	27.500.000,00	Dollaro Statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energia Y Servicios South America Spa	100,00	100,00
Enel Green Power Cristal Eólica S.A	Niterói	Brasile	144.784.899,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,17	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività fonte rinnovabile	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
							Enel Green Power Cristal Eólica S.A.	0,00	
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,83	
Enel Green Power Cumaru 01 S.A.	Niterói	Brasile	100.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Cumaru 02 S.A.	Niterói	Brasile	100.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Cumaru 03 S.A.	Niterói	Brasile	100.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Cumaru 04 S.A.	Niterói	Brasile	100.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Cumaru 05 S.A.	Niterói	Brasile	100.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Cumaru 07 S.A.	Niterói	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power Cumaru 6 S.A.	Niterói	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power Cumaru Participações S.A.	Niterói	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Holding	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power Damascena Eólica S.A.	Niterói	Brasile	83.709.003,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,16	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,84	
Enel Green Power Delfina A Eólica S.A.	Niterói	Brasile	549.062.483,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Delfina B Eólica S.A.	Niterói	Brasile	93.538.826,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Delfina C Eólica S.A.	Niterói	Brasile	39.558.322,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Enel Green Power Delfina D Eólica S.A.	Niterói	Brasile	113.170.233,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Delfina E Eólica S.A.	Niterói	Brasile	115.923.464,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Niterói	Brasile	33.474.258,38	Real Brasiliano	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Energia Y Servicios South America Spa	0,00	
Enel Green Power Dois Riachos Eólica S.A.	Niterói	Brasile	130.354.009,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Emiliana Eólica S.A.	Niterói	Brasile	150.191.530,00	Real Brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	98,93	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,07	
							Enel Green Power Emiliana Eólica S.A.	0,00	
Enel Green Power Esperança Eólica S.A.	Niterói	Brasile	129.418.174,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,14	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,86	
Enel Green Power Fazenda S.A.	Niterói	Brasile	264.141.174,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 S.A.	Niterói	Brasile	121.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Fontes Dos Ventos 3 S.A.	Niterói	Brasile	121.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Guatemala, S.A.	Città Del Guatemala	Guatemala	10.000.000,00	Quetzal Guatemalteco	Holding	Integrale	Enel Green Power S.p.A.	100,00	100,00
							Energia Y Servicios South America Spa	0,00	
Enel Green Power Horizonte Mp Solar S.A.	Niterói	Brasile	451.566.053,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,01	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,99	
Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	Niterói	Brasile	199.552.644,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bondia Energia Ltda.	0,09	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,91	
Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	Niterói	Brasile	219.235.933,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bondia Energia Ltda.	0,00	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	
Enel Green Power Ituverava Sul Solar S.A.	Niterói	Brasile	407.279.143,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bondia Energia Ltda.	0,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	
Enel Green Power Joana Eólica S.A.	Niterói	Brasile	135.459.530,00	Real Brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	98,89	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,11	
Enel Green Power Lagedo Alto S.A.	Niterói	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power Lagoa Participações S.A. (Antiga Enel Green Power Projetos 45 S.A.)	Niterói	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Holding	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power Maniçoba Eólica S.A.	Niterói	Brasile	90.722.530,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,20	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,80	
Enel Green Power Modelo I Eolica S.A.	Niterói	Brasile	132.642.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Modelo II Eólica S.A.	Niterói	Brasile	117.142.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Enel Green Power Morro Do Chapéu I Eólica S.A.	Niterói	Brasile	408.441.942,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Morro Do Chapéu II Eólica S.A.	Niterói	Brasile	355.361.942,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Mourão S.A.	Niterói	Brasile	25.600.100,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Panamá, S.R.L.	Panama City	Repubblica di Panama	3.001,00	Dollaro Statunitense	Holding	Integrale	Enel Green Power S.p.A. Energia Y Servicios South America Spa	99,97 0,03	100,00
Enel Green Power Paranapanema S.A.	Niterói	Brasile	123.350.100,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Pau Ferro Eólica S.A.	Niterói	Brasile	127.424.000,00	Real Brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Pau Ferro Eólica S.A.	98,79 1,21 0,00	100,00
Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólica S.A.	Niterói	Brasile	189.519.527,57	Real Brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98,90 1,10	100,00
Enel Green Power Perú SAC	San Miguel	Perù	394.035.184,00	SOL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power S.p.A.	100,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
							Energia Y Servicios South America Spa	0,00	
Enel Green Power Primavera Eólica S.A	Niterói	Brasile	143.674.900,01	Real Brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00	
Enel Green Power Salto Apicás S.A (ex Enel Green Power Damascena Eólica S.A.)	Niterói	Brasile	274.420.832,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power São Abraão Eólica S.A.	Niterói	Brasile	115.513.587,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
ENEL GREEN POWER SÃO GONÇALO 07 S.A. (antigua ENEL GREEN POWER PROJETOS 42 S.A.)	Teresina	Brasile	30.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power São Gonçalo 08 S.A (antigua Enel Green Power Projetos 43 S.A.)	Teresina	Brasile	30.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power São Gonçalo 1 S.A. (antigua Egp Projetos X)	Teresina	Brasile	147.676.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	
Enel Green Power São Gonçalo 10 S.A. (antigua Egp Projetos Xv)	Teresina	Brasile	162.000.000,00	Real Brasileiro	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,00	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	
Enel Green Power São Gonçalo 11 S.A. (antigua Enel Green Power Projetos 44 S.A.)	Teresina	Brasile	30.001.000,00	Real Brasileiro	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
ENEL GREEN POWER SÃO GONÇALO 12 S.A. (antigua ENEL GREEN POWER PROJETOS 22 S.A.)	Teresina	Brasile	30.001.000,00	Real Brasileiro	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power São Gonçalo 13 SA	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasileiro	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,10	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	
Enel Green Power São Gonçalo 14	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasileiro	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,89	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,11	
Enel Green Power São Gonçalo 15	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,89	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,11	
Enel Green Power São Gonçalo 16 S.A.	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,10	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	
Enel Green Power São Gonçalo 17 S.A.	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
ENEL GREEN POWER SÃO GONÇALO 18 S.A (antigua ENEL GREEN POWER VENTOS DE SANTA ANGELA 13 S.A.)	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power São Gonçalo 19 S.A.	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power São Gonçalo 2 S.A. (antigua Egp Projetos Xi)	Teresina	Brasile	162.676.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,00	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	
Enel Green Power São Gonçalo 20 S.A	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power São Gonçalo 21 S.A. (antigua Egp Projetos Xvi)	Teresina	Brasile	162.000.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,00	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	
Enel Green Power Sao Gonçalo 22 S.A. (antigua Egp Projetos 30)	Teresina	Brasile	162.000.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,00	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	
Enel Green Power São Gonçalo 3 S.A. (antigua Egp Projetos Xii)	Teresina	Brasile	142.676.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,00	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	
Enel Green Power São Gonçalo 4 S.A. (antigua	Teresina	Brasile	162.676.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Egp Projetos Xiii)					fonte rinnovabile				
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	
Enel Green Power São Gonçalo 5 S.A. (antigua Egp Projetos Xiv)	Teresina	Brasile	162.676.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,00	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	
Enel Green Power São Gonçalo 6 S.A. (antigua Enel Green Power Projetos 19 Sa)	Teresina	Brasile	14.976.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,00	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	
Enel Green Power São Gonçalo 9 S.A.	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda.	0,10	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	
Enel Green Power São Gonçalo Participações S.A. (antigua Enel Green Power Projetos 46 S.A.)	Niterói	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Holding	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power São Judas Eólica S.A	Niterói	Brasile	143.674.900,00	Real Brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00	
Enel Green Power Tacaicó Eólica S.A	Niterói	Brasile	91.634.360,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	98,84	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,16	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 1 S.A.	Teresina	Brasile	132.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 10 S.A. (antigua Egp Projetos 21)	Teresina	Brasile	171.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 11 S.A. (antigua Egp Projetos 23)	Teresina	Brasile	185.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 14 S.A. (antigua Egp Projetos Xxiv)	Teresina	Brasile	178.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 15 S.A. (antigua Egp Projetos 25)	Teresina	Brasile	182.001.000,00	Real Brasileiro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 17 S.A. (antigua Egp Projetos 26)	Teresina	Brasile	198.001.000,00	Real Brasileiro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 19 S.A. (antigua Egp Projetos 27)	Teresina	Brasile	126.001.000,00	Real Brasileiro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 2 S.A	Teresina	Brasile	249.650.000,00	Real Brasileiro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 20 S.A. (antigua Egp Projetos 28)	Teresina	Brasile	126.001.000,00	Real Brasileiro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 21 S.A. (antigua Egp Projetos Xxix)	Teresina	Brasile	113.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 3 S.A. (antigua Egp Projetos Iv)	Teresina	Brasile	132.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 4 S.A. (antigua Egp Projetos Seis)	Teresina	Brasile	132.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 5 S.A. (antigua Egp Projetos Sete)	Teresina	Brasile	132.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 6 S.A. (antigua Egp Projetos Oito)	Teresina	Brasile	132.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 7 S.A.	Teresina	Brasile	106.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
(antigua Egp Projetos Ix)							Ventos De Santa Esperança Energias Renováveis SA	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 8 S.A. (antigua Egp Projetos 18)	Teresina	Brasile	132.001.000,00	Real Brasileiro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 9 S.A. (antigua Egp Projetos 20)	Teresina	Brasile	185.001.000,00	Real Brasileiro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela ACL 12 (antigua Enel Green Power Projetos 36)	Teresina	Brasile	105.001.000,00	Real Brasileiro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Angela Acl 13 S.A (nova Denominação Da Enel Green Power Projetos Xvii S.A)	Teresina	Brasile	105.001.000,00	Real Brasileiro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Enel Green Power Ventos De Santa Angela Acl 16 S.A (nova Denominação Da Enel Green Power Projetos 38 S.A)	Teresina	Brasile	105.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Angela Acl 18 S.A. (nova Denominação Da Enel Green Power Projetos 47 S.A)	Teresina	Brasile	105.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 08 S.A.(attuale Denominazione Di Enel Green Power Projetos 34 Sa)	Niterói	Brasile	110.200.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 1 S.A. (antiga EGP Fonte dos Ventos 1 S.A.)	Niterói	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 13 Denominazione Sociale Di	Niterói	Brasile	147.000.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Enel Green Power Projetos 33 S.A.)							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 15 S.A.	Niterói	Brasile	202.100.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 16 S.A. (antiga EGP Projetos 35 S.A.)	Niterói	Brasile	183.700.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 17 S.A. (antiga EGP Projetos 31 S.A.)	Niterói	Brasile	183.700.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 21 S.A. (antiga EGP Projetos 37 S.A.)	Niterói	Brasile	202.100.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 22 S.A. (antiga EGP Projetos 39 S.A.)	Niterói	Brasile	202.100.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 25 S.A. (antiga EGP Projetos XL S.A.)	Niterói	Brasile	110.200.000,00	Real Brasileiro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 26 S.A. (antiga EGP Projetos 41 S.A.)	Niterói	Brasile	202.100.000,00	Real Brasileiro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
							Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 26 S.A. (antiga EGP Projetos 41 S.A.)	0,00	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 S.A.	Niterói	Brasile	1.000,00	Real Brasileiro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power Ventos De Santa Esperança Participações S.A. (attuale Denominazione Di Enel Green Power Cumaru 06 S.A.)	Niterói	Brasile	1.000,00	Real Brasileiro	Holding	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Enel Green Power Ventos de São Roque 01 S.A.	Teresina	Brasile	138.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos de São Roque 02 S.A.	Teresina	Brasile	138.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos de São Roque 04 S.A.	Teresina	Brasile	138.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos de São Roque 08 S.A.	Teresina	Brasile	138.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos de São Roque 11 S.A.	Teresina	Brasile	138.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos de São Roque 13 S.A.	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Enel Green Power Ventos de São Roque 16 S.A.	Teresina	Brasile	138.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos de São Roque 17 S.A.	Teresina	Brasile	138.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
Enel Green Power Ventos de São Roque 18 S.A.	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power Ventos de São Roque 19 S.A.	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power Ventos de São Roque 22 S.A.	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power Ventos de São Roque 26 S.A.	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Enel Green Power Ventos de São Roque 29 S.A.	Teresina	Brasile	1.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10	
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 S.A.	Niterói	Brasile	140.001.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Solar, S.R.L.	Panama City	Repubblica di Panama	10.100,00	Dollaro Statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panamá, S.R.L.	99,01	100,00
							Energia Y Servicios South America Spa	0,99	
Enel Soluções Energéticas Ltda	Niterói	Brasile	42.863.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00	
							Enel Soluções Energéticas Ltda	0,00	
Enelpower Do Brasil Ltda	Niterói	Brasile	5.068.000,00	Real Brasiliano	Ingegneria nel settore elettrico	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
							Energia Y Servicios South America Spa	0,00	
Energética Monzón S.A.C.	San Miguel	Perù	6.463.000,00	SOL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Perú SA N	0,01	99,99
							Enel Green Power Perú SAC	99,99	

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
							Energia Y Servicios South America Spa	0,00	
Energia Global Operaciones S.R.L.	San José	Costa Rica	10.000,00	Colon Costaricano	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Costa Rica S.A.	100,00	100,00
Energia Y Servicios South America Spa	Santiago De Chile	Cile	142.091.084,73	Dollaro Statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power S.p.A.	100,00	100,00
Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis S.A.	Maracaná	Brasile	577.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Generadora de Occidente, Ltda.	Città Del Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	Quetzal Guatemalteco	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala, S.A.	1,00	100,00
							Enel Green Power S.p.A.	99,00	
Generadora Eólica Alto Pacora, S.R.L.	Panama City	Repubblica di Panama	10.100,00	Dollaro Statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panamá, S.R.L.	99,01	100,00
							Energia Y Servicios South America Spa	0,99	
Generadora Montecristo, S.A.	Città Del Guatemala	Guatemala	3.820.000,00	Quetzal Guatemalteco	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala, S.A.	0,01	100,00
							Enel Green Power S.p.A.	99,99	
Generadora Solar Tolé, S.R.L.	Panama City	Repubblica di Panama	10.100,00	Dollaro Statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panamá, S.R.L.	99,01	100,00
							Energia Y Servicios South America Spa	0,99	

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Globyte S.A.	San José	Costa Rica	900.000,00	Colon Costaricano	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	-	Enel Green Power Costa Rica S.A.	10,00	10,00
Isamu Ikeda Energia S.A	Niterói	Brasile	45.474.475,77	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
Llano Sánchez Solar Power One, S.R.L	Panama City	Repubblica di Panama	10.020,00	Dollaro Statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panamá, S.R.L. Energia Y Servicios South America Spa	99,80 0,20	100,00
Parque Eólico Palmas Dos Ventos Ltda	Salvador	Brasile	4.096.626,00	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00 0,00	100,00
Parque Eólico Ventos da Boa Vista Ltda.	Salvador	Brasile	1.946.507,00	Real Brasiliano	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
Parque Eólico Zeus Ltda.	Salvador	Brasile	6.986.993,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
Parque Solar Cauchari Iv Sa	San Salvador De Jujuy	Argentina	500.000,00	Peso Argentino	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Argentina Sa Energia Y Servicios South America Spa	95,00 5,00	100,00
Parque Solar Fotovoltaico Sabanalarga Sas	Bogota	Colombia	231.000.000,00	Peso Colombiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Colombia Sas Esp	100,00	100,00
Parque Solar Fotovoltaico Valledupar S.A.S	Bogota	Colombia	227.000.000,00	Peso Colombiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Colombia Sas Esp	100,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
PH Chucás S.A.	San José	Costa Rica	100.000,00	Colon Costaricano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica S.A.	40,31	65,00
							Energia Y Servicios South America Spa	24,69	
PH Don Pedro S.A.	San José	Costa Rica	100.001,00	Colon Costaricano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica S.A.	33,44	33,44
PH Guácimo S.A.	San José	Costa Rica	50.000,00	Colon Costaricano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica S.A.	65,00	65,00
PH Río Volcán S.A.	San José	Costa Rica	100.001,00	Colon Costaricano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica S.A.	34,32	34,32
Primavera Energia S.A	Niterói	Brasile	36.965.444,64	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	San Miguel	Perù	1.000,00	SOL	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power Participazioni Speciali Srl	99,90	100,00
							Energia Y Servicios South America Spa	0,10	
Quatiara Energia S.A	Niterói	Brasile	13.766.118,96	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00
Renovables de Guatemala, S.A.	Città Del Guatemala	Guatemala	1.924.465.600,00	Quetzal Guatemalteco	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala, S.A.	0,01	100,00
							Enel Green Power S.p.A.	99,99	
Socibe Energia S.A	Niterói	Brasile	12.969.032,25	Real Brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participaçõe s Ltda	100,00	100,00

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% di possesso totale
Tecnoguat, S.A.	Città Del Guatemala	Guatemala	30.948.000,00	Quetzal Guatemalteco	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power S.p.A.	75,00	75,00
Transmisora de Energia Renovable, S.A.	Città Del Guatemala	Guatemala	233.561.800,00	Quetzal Guatemalteco	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala, S.A. Enel Green Power S.p.A. Generadora Montecristo, S.A.	0,00 100,00 0,00	100,00
Ventos De Santa Angela Energias Renováveis S.A	Niterói	Brasile	7.315.000,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Ventos De Santa Esperança Energias Renováveis SA	Niterói	Brasile	4.727.414,00	Real Brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Ventos de São Roque Energias Renováveis S.A.	Maracaná	Brasile	9.988.722,00	Real Brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00

