

6. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS



Estados Financieros Consolidados

Estado Consolidado de Resultados

Millones de euros	Notas	2019		2018	
			De los cuales con partes relacionadas		de los cuales con partes relacionadas
Ingresos					
Ingresos por ventas y servicios ⁽¹⁾	8.a	77,366	4,804	73,037	5,387
Otros ingresos	8.b	2,961	16	2,538	38
	[Subtotal]	80,327		75,575	
Costos					
Compras de electricidad, gas y combustible ⁽¹⁾	9.a	33,755	7,189	37,264	7,737
Servicios y otros materiales ⁽¹⁾	9.b	18,580	2,617	18,406	2,644
Personal	9.c	4,634		4,581	
Deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	9.d	1,144		1,096	
Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro	9.e	9,682		5,355	
Otros gastos de operación ⁽¹⁾	9.f	7,276	235	1,769	272
Costos capitalizados	9.g	(2,355)		(2,264)	
	[Subtotal]	72,716		66,207	
Ingresos/(gastos) netos de la gestión de riesgos de commodities ⁽¹⁾	10	(733)	11	532	10
Utilidad operativa		6,878		9,900	
Ingresos financieros de los derivados	11	1,484		1,993	
Otros ingresos financieros	12	1,637	88	1,715	59
Gastos financieros de los derivados	11	1,142		1,532	
Otros gastos financieros	12	4,518	46	4,392	55
Ingresos/(gastos) netos por la hiperinflación		95		168	
Participación en los ingresos/(pérdidas) de las inversiones en capital social contabilizadas al método de la participación	13	(122)		349	
Ingresos antes de impuestos		4,312		8,201	
Impuestos a la renta	14	836		1,851	
Ingresos netos de las operaciones continuas		3,476		6,350	
Ingresos netos de las operaciones discontinuadas		-		-	
Resultado neto del ejercicio (accionistas de la sociedad matriz e intereses no controladores)		3,476		6,350	
Atribuible a los accionistas de la sociedad matriz		2,174		4,789	
Atribuible a intereses no controladores		1,302	0.21 0.47	1,561	
<i>Ganancias/(pérdidas) básicas por acción atribuibles a los accionistas de la Sociedad Controladora (euro)</i>			0.21		0.47
<i>Ganancias/(pérdidas) diluidas por acción atribuibles a los accionistas de la Sociedad Controladora (euro)</i>			0.21		0.47
<i>Ganancias/(pérdidas) básicas por acción de las operaciones continuas atribuibles a los accionistas de la Sociedad Controladora (euro)</i>			0.21		0.47
<i>Ganancias/(pérdidas) diluidas por acción de las operaciones continuas atribuibles a accionistas de la sociedad matriz (euro)</i>			0.21		0.47

(1) Las cifras de 2018 se han representado para tener en cuenta las interpretaciones del Comité Internacional de Interpretación de los Informes Financieros (IFRIC) contenidas en la Decisión de la Agenda de marzo de 2019, que implicaban cambios en la clasificación, sin impacto en los márgenes, de los efectos de los contratos de compra y venta de productos básicos medidos a valor razonable con pérdidas y ganancias (para más detalles, véase la nota 4.3 de los estados financieros consolidados).

Estado Consolidado de Resultados Integrales

Millones de euros	Notas	2019	2018
Utilidad neta del período		3,476	6,350
Otros resultados integrales atribuibles a ganancias o pérdidas (neto de impuestos)			
Parte efectiva de la variación del valor razonable de las coberturas de flujos de efectivo		39	(552)
Variación del valor razonable de los costos de cobertura		120	83
Participación en los otros ingresos generales de las inversiones en capital social contabilizadas al método de la participación		(57)	(57)
Variación del valor razonable de los activos financieros al FVOCI		5	(3)
Cambio en la reserva de conversión		(481)	(1,287)
Otro ingreso integral no atribuible a ganancias o pérdidas (neto de impuestos)			
Remediación de los pasivos/(activos) netos por prestaciones a los empleados		(502)	(120)
Variación del valor razonable de las inversiones de capital en otras entidades		-	12
Total de otras ganancias/(pérdidas) integrales del período	34	(876)	(1,924)
Total de ganancias/(pérdidas) integrales del período		2,600	4,426
Atribuible a:			
- los accionistas de la sociedad matriz		1,745	3,667
- intereses no controladores		855	759

Estado Consolidado de Situación Financiera

Millones de euros		Notas			
ACTIVOS		al 31 de Dic. 2019		al 31 de Dic. 2018	
		<i>De los cuales con Partes relacionadas</i>		<i>de los cuales con partes relacionadas</i>	
Activos no corrientes					
Propiedad, planta y equipo	16	79,809		76,631	
Propiedad de inversión	19	112		135	
Activos intangibles	20	19,089		19,014	
Goodwill	21	14,241		14,273	
Activos de impuestos diferidos	22	9,112		8,305	
Inversiones de capital contabilizadas con el método de la participación	23	1,682		2,099	
Derivados	24	1,383	15	1,005	
Activos de contratos no corrientes	25	487		346	
Otros activos financieros no corrientes	26	6,006		5,769	
Otros activos no corrientes	27	2,701		1,272	
	<i>[Total]</i>	134,622		128,849	
Activos corrientes					
Inventarios	28	2,531		2,818	
Cuentas por cobrar comerciales	29	13,083	896	13,587	1,085
Activos contractuales corrientes	25	166		135	
Cuentas por cobrar de impuestos		409		660	
Derivados	24	4,065	8	3,914	52
Otros activos financieros corrientes	30	4,305	27	5,160	21
Otros activos corrientes	31	3,115	183	2,983	165
Efectivo y equivalentes de efectivo	32	9,029		6,630	
	<i>[Total]</i>	36,703		35,887	
Activos clasificados como mantenidos para la venta	33	101		688	
TOTAL DE ACTIVOS		171,426		165,424	

Millones de euros	Notas				
PASIVO Y PATRIMONIO NETO		al 31 de Dic. 2019		al 31 de Dic. 2018	
		<i>De las cuales con Partes relacionadas</i>		<i>de las cuales con partes relacionadas</i>	
Patrimonio neto atribuible a los accionistas de la Sociedad controladora					
Capital Social		10,167		10,167	
Reserva de acciones del Tesoro		(1)		-	
Otras reservas		1,130		1,700	
Ganancias retenidas/ (pérdida arrastrada)		19,081		19,853	
	[Total]	30,377		31,720	
Non-controlling interests		16,561		16,132	
Total Patrimonio	34	46,938		47,852	
Pasivos no corrientes					
Préstamos a largo plazo	35	54,174	715	48,983	804
Beneficios para los empleados	36	3,771		3,187	
Provisiones para riesgos y cargos (parte no corriente)	37	5,324		5,181	
Pasivos por impuestos diferidos	22	8,314		8,650	
Derivados	24	2,407		2,609	
Pasivo de los contratos no corrientes	25	6,301	151	6,306	
Otros pasivos no corrientes	38	3,706		1,901	86
	[Total]	83,997		76,817	
Pasivos corrientes					
Otros pasivos no corrientes	35	3,917		3,616	
Porción corriente de los préstamos a largo plazo	35	3,409	89	3,367	89
Provisiones para riesgos y gastos (porción corriente)	37	1,196		1,312	
Cuentas por pagar comerciales	39	12,960	2,291	13,387	2,924
Impuesto a la renta a pagar		209		333	
Derivados	24	3,554	8	4,343	35
Pasivos contractuales actuales	25	1,328	39	1,095	25
Otros pasivos financieros corrientes	40	754		788	
Otros pasivos corrientes	42	13,161	30	12,107	69
	[Total]	40,488		40,348	
Pasivos clasificados como mantenidos para la venta	33	3		407	
Total pasivo		124,488		117,572	
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO		171,426		165,424	

Estado Consolidado de Cambios en el Patrimonio Neto (nota 34)

Capital social y reservas atribuibles a los accionistas de la Sociedad Controladora

	Capital Social	Reserva de primas de emisión	Reserva de acciones de tesorería	Reserva legal	Otras reservas	Reserva de Conversión de estados financieros en monedas distintas al euro	Reserva de medición de los instrumentos financieros de cobertura de flujo de efectivo
Al 31 de Diciembre de 2017	10,167	7,489	-	2,034	2,262	(2,614)	(1,588)
Aplicación de nuevas normas contable (NIIF 9 and NIIF 15)	-	-	-	-	-	-	348
Revaluación monetaria (NIC 29)	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de Enero de 2018 reformulado	10,167	7,489	-	2,034	2,262	(2,614)	(1,240)
Distribución de dividendos y dividendos provisionales	-	-	-	-	-	-	-
Revaluación monetaria (NIC 29)	-	-	-	-	-	-	-
Operaciones con participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-
Cambio en el alcance de la consolidación	-	-	-	-	-	(94)	(14)
Resultado integral del periodo	-	-	-	-	-	(609)	(491)
De los cuales:							
- otras ganancias/(perdidas) integrales	-	-	-	-	-	(609)	(491)
- ganancias/(pérdidas) netos del período	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2018	10,167	7,489	-	2,034	2,262	(3,317)	(1,745)
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-
Compra de acciones de tesorería	-	(9)	(1)	-	-	-	-
Reclasificaciones	-	7	-	-	-	-	-
Revaluación monetaria (NIC 29)	-	-	-	-	-	-	-
Operaciones con participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-
Cambio en el alcance de la consolidación	-	-	-	-	-	(220)	41
Resultado integral del periodo	-	-	-	-	-	(265)	94
De los cuales:							
- otras ganancias/(perdidas) integrales	-	-	-	-	-	(265)	94
- ganancias/(pérdidas) netos del período	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2019	10,167	7,487	(1)	2,034	2,262	(3,802)	(1,610)

Reserva de medición de los costos de los instrumentos financieros de cobertura	Reserva de medición de instrumentos financieros FVOCI	Reserva de las inversiones en capital social contabilizadas al método de la participación	Reserva de revaloración de pasivos/(activos) netos de los planes de beneficios definidos	Reserva por la enajenación de participaciones de capital social sin pérdida de control	Reserva por adquisiciones de participaciones no controlantes	Ganancias retenidas y pérdidas arras-tradas	Patrimonio neto atribuible a los accionistas de la sociedad Controlante	Participaciones no controladores	Total Patrimonio
-	(23)	(5)	(646)	(2,398)	(1,163)	21,280	34,795	17,366	52,161
(348)	3	-	-	-	-	(3,707)	(3,704)	(576)	(4,280)
-	-	-	-	-	-	212	212	362	574
(348)	(20)	(5)	(646)	(2,398)	(1,163)	17,785	31,303	17,152	48,455
-	-	-	-	-	-	(2,765)	(2,765)	(1,137)	(3,902)
-	-	-	-	-	-	73	73	143	216
-	-	-	-	17	(460)	-	(443)	(850)	(1,293)
-	27	-	(5)	-	-	(29)	(115)	65	(50)
90	9	(58)	(63)	-	-	4,789	3,667	759	4,426
90	9	(58)	(63)	-	-	-	(1,122)	(802)	(1,924)
-	-	-	-	-	-	4,789	4,789	1,561	6,350
(258)	16	(63)	(714)	(2,381)	(1,623)	19,853	31,720	16,132	47,852
-	-	-	-	-	-	(3,050)	(3,050)	(1,190)	(4,240)
-	-	-	-	-	-	-	(10)	-	(10)
-	-	-	-	-	(7)	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	104	104	170	274
-	-	-	-	-	61	-	61	593	654
-	-	-	(11)	-	(3)	-	(193)	1	(192)
111	5	(56)	(318)	-	-	2,174	1,745	855	2,600
111	5	(56)	(318)	-	-	-	(429)	(447)	(876)
-	-	-	-	-	-	2,174	2,174	1,302	3,476
(147)	21	(119)	(1,043)	(2,381)	(1,572)	19,081	30,377	16,561	46,938

Estado consolidado de flujos de efectivo

Millones de euros	Notas	2019		2018	
		De las cuales con Partes relacionadas		de las cuales con partes relacionadas	
Utilidad antes de impuestos		4,312		8,201	
Ajustes por:					
Deterioro neto de las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	9.d	1,144		1,096	
Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro	9.e	9,682		5,355	
(Ingresos)/gastos financieros	11-12	2,443		2,048	
Ingresos netos de las inversiones en patrimonio con el método de la participación	13	123		(349)	
Cambios en el capital de trabajo neto:		(273)		153	
- inventarios	28	318		(117)	
- cuentas por cobrar comerciales	29	(877)	189	426	(253)
- cuentas por pagar comerciales	39	(51)	(633)	734	559
- otros activos de contrato ⁽¹⁾	25	(31)		-	
- otros pasivos de contrato ⁽¹⁾	25	154		750	
- otros activos/(pasivos)		214	18	(1,640)	71
Acumulación de provisiones		515		449	
Utilización de las provisiones		(1,838)		(1,226)	
Ingresos por intereses y otros ingresos financieros recaudados	11-12	1,582	88	1,768	59
Gastos de intereses y otros gastos financieros pagados	11-12	(4,235)	(46)	(4,342)	(55)
(ingresos)/gastos netos de la medición de los commodities		(86)		(71)	
Impuestos a la renta pagados	14	(1,850)		(1,721)	
(Ganancias)/pérdidas de capital		(268)		(286)	
Flujos de efectivo de las actividades de operación (A)		11,251		11,075	
Inversión en Propiedad, planta y equipo	16	(8,236)		(6,908)	
Inversiones en activos intangibles	20	(1,023)		(1,351)	
Inversiones en activos de contratos no corrientes		(692)		(271)	
Inversiones en entidades (o unidades de negocio) menos el efectivo y los equivalentes de efectivo adquiridos	6	(320)		(1,472)	
Enajenación de entidades menos el efectivo y equivalente de efectivo vendidos	6	688		424	
(Aumento)/Disminución de otras actividades de inversión		468		(83)	
Flujos de efectivo de las actividades de inversión/desinversión (B)		(9,115)		(9,661)	
Deuda financiera (nuevos préstamos a largo plazo)	43.3	8,899		13,424	
Reembolso de la deuda financiera ⁽¹⁾	43.3	(5,511)	(89)	(12,040)	(89)
Otras variaciones de la deuda financiera neta ⁽¹⁾		355		1,826	
Ingresos por la enajenación de inversiones de capital sin pérdida de control ⁽¹⁾		-		2	
Pagos por adquisiciones de inversiones en capital social sin cambio de control y otras transacciones con participaciones no controlantes ⁽¹⁾		530		(1,404)	
Compra de acciones propias		(10)		-	
Dividendos y dividendos provisionales pagados		(3,957)		(3,444)	
Flujos de efectivo de las actividades de financiación (C)		306		(1,636)	
Efectos de las fluctuaciones de los tipos de cambio en el efectivo y los equivalentes de efectivo (D)		(76)		(185)	
Aumento/(Disminución) del efectivo y los equivalentes de efectivo (A+B+C+D)		2,366		(407)	
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del período ⁽²⁾		6,714		7,121	
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período ⁽³⁾		9,080		6,714	

(1) A fin de mejorar la presentación de estas partidas, se han desglosado en mayor medida que en el pasado, por lo que es necesario reclasificar las cifras para 2018 a fin de garantizar la uniformidad y la comparabilidad de los datos con el año anterior.

(2) De los cuales, el efectivo y los equivalentes de efectivo ascienden a 6.630 millones de euros al 1 de enero de 2019 (7.021 millones de euros al 1 de enero de 2018), los valores a corto plazo ascienden a 63 millones de euros al 1 de enero de 2019 (69 millones de euros al 1 de enero de 2018) y los equivalentes de efectivo correspondientes a los "Activos mantenidos para la venta" ascienden a 21 millones de euros al 1 de enero de 2019 (31 millones de euros al 1 de enero de 2018).

(3) De los cuales, el efectivo y los equivalentes de efectivo ascienden a 9.029 millones de euros al 31 de diciembre de 2019 (6.630 millones de euros al 31 de diciembre de 2018), los valores a corto plazo ascienden a 51 millones de euros al 31 de diciembre de 2019 (63 millones de euros al 31 de diciembre de 2018) y el efectivo y los equivalentes de efectivo correspondientes a los "Activos mantenidos para la venta" ascienden a 21 millones de euros al 31 de diciembre de 2018.

Notas a los estados financieros

1. La forma y el contenido de la declaraciones

Enel SpA tiene su domicilio social en Viale Regina Margherita 137, Roma (Italia), y desde 1999 figura en la lista de la bolsa de valores. Enel es una multinacional de la energía y es una de los principales operadores integrados del mundo en la electricidad y las industrias del gas, con especial atención a Europa y el Sur América.

Los estados financieros consolidados para el período terminado el 31 de diciembre de 2019 comprenden los estados financieros de Enel SpA, sus filiales y las participaciones del Grupo en empresas asociadas y empresas conjuntas, así como la participación del Grupo en los activos, pasivos, costos e ingresos de las operaciones conjuntas ("el Grupo").

Se adjunta una lista de las filiales, empresas asociadas, operaciones conjuntas y empresas conjuntas incluidas en el ámbito de la consolidación.

Estos estados financieros han sido auditados por EY SpA.

Base de la presentación

Los estados financieros consolidados para el año terminado el 31 de diciembre de 2019 han sido preparados de acuerdo con las normas internacionales de contabilidad (Normas Internacionales de Contabilidad - NIC y Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), las interpretaciones del Comité de Interpretaciones de las NIIF (IFRSIC) y el Comité Permanente de Interpretaciones (SIC), reconocidas en la Unión Europea de conformidad con Reglamento 2002/1606/CE y en vigor desde el cierre de la año. Todas estas normas e interpretaciones son en adelante conocido como "NIIF-UE".

Los estados financieros también han sido preparados de conformidad con las medidas emitidas en aplicación del párrafo 3 del artículo 9 del Decreto Legislativo 38 de 28 de febrero de 2005.

Los estados financieros consolidados constan de la cuenta de resultados consolidada, el estado del resultado global consolidado, el balance consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y el estado de flujos de efectivo consolidado y las notas correspondientes.

Los activos y pasivos consignados en el balance consolidado se clasifican en función de si son corrientes o no corrientes, y se informa por separado de los activos mantenidos para la venta y los pasivos incluidos en los grupos de enajenación mantenidos para la venta. Los activos corrientes, que incluyen el efectivo y los equivalentes de efectivo, son activos que están destinados a ser realizados, vendidos o consumidos durante el ciclo normal de funcionamiento del Grupo o en los 12 meses siguientes al balance fecha; el pasivo corriente es el pasivo que se espera liquidar durante el ciclo normal de funcionamiento del Grupo o dentro de los 12 meses siguientes al cierre del ejercicio económico. El estado de resultados consolidado se clasifica en función de la naturaleza de los costos, con la presentación por separado de los ingresos/(pérdidas) netos de las operaciones continuas y los ingresos/(pérdidas) netos de las operaciones discontinuadas atribuibles a los accionistas de la Sociedad dominante y a las participaciones no dominantes.

El método indirecto se utiliza para el estado consolidado de las corrientes de efectivo, con la notificación por separado de toda corriente de efectivo por actividades de explotación, de inversión y de financiación relacionadas con las operaciones interrumpidas.

En particular, aunque el Grupo no se aparta de las disposiciones de la NIC 7 en la clasificación de los artículos:

- > Las flujos de efectivo de las actividades de explotación informan sobre los flujos de efectivo de las operaciones básicas, los intereses de los préstamos concedidos y obtenidos y los dividendos recibidos de empresas conjuntas o asociadas;
- > Las actividades de inversión/desinversión comprenden las inversiones en propiedades, plantas y equipo y activos intangibles y enajenaciones de esos bienes y contratos relacionados con los acuerdos de concesión de servicios. Incluyen, asimismo, los efectos de las combinaciones de negocios en las que el Grupo adquiere o pierde el control de empresas, así como otras inversiones menores;
- > Las corrientes de efectivo de las actividades de financiación incluyen las corrientes de efectivo generadas por las transacciones de gestión del pasivo,

los dividendos pagados a las participaciones no dominantes por la sociedad matriz u otras sociedades consolidadas y los efectos de las transacciones de las participaciones no dominantes que no cambian la situación de control de las sociedades implicadas;

> se utiliza una partida separada para informar sobre el impacto de los tipos de cambio en el efectivo y los equivalentes de efectivo y su impacto en las ganancias o pérdidas se elimina en su totalidad a fin de neutralizar el efecto en las corrientes de efectivo de las actividades de explotación. Para más información sobre los flujos de efectivo que figuran en el estado de flujos de efectivo, véase la nota sobre "flujos de efectivo" en el Informe sobre las operaciones.

El estado de resultados, el balance y el estado de flujos de efectivo informan sobre las transacciones con partes relacionadas, cuya definición figura en la sección siguiente.

Los estados financieros consolidados se han preparado sobre la base de una empresa en funcionamiento utilizando el

método del costo, con la excepción de las partidas que se miden a valor razonable de conformidad con las NIIF, como se explican en las bases de medición aplicadas a cada partida y de los activos no corrientes y grupos de enajenación clasificados como mantenidos para la venta, que se miden al menor valor entre su valor contable y su valor razonable menos los costos de venta.

Los estados financieros consolidados se presentan en euros, la moneda funcional de la empresa matriz Enel SpA. Todas las cifras se indican en millones de euros, salvo indicación en contrario.

El estado de resultados consolidado, el balance consolidado y el estado de flujos de efectivo consolidado informan sobre las transacciones con partes relacionadas, cuya definición se da en el párrafo "Políticas contables y criterios de medición".

Los estados financieros consolidados proporcionan información comparativa respecto del período anterior.

2. Políticas de contabilidad y criterios de medición

2.1 Uso de las estimaciones y el juicio de la administración

La preparación de los estados financieros consolidados con arreglo a las NIIF-UE requiere que la administración adopte decisiones y haga estimaciones y supuestos que pueden afectar al valor de los ingresos, los costos, los activos y los pasivos y la información conexas relativa a las partidas de que se trate, así como a los activos y pasivos contingentes a la fecha del balance. Las estimaciones y los juicios de la administración se basan en la experiencia anterior y en otros factores considerados razonables en las circunstancias. Se formulan cuando el valor contable de los bienes y las responsabilidades no se pueden determinar fácilmente a partir de otras fuentes. Por lo tanto, los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos se revisan periódicamente y los efectos de cualquier cambio se reflejan en las ganancias o pérdidas si sólo involucran ese período. Si la revisión afecta tanto al período actual como al futuro, el cambio se reconoce en la período en el que se hace la revisión y en los períodos futuros conexos períodos.

A fin de mejorar la comprensión de los estados financieros, en las siguientes secciones se examinan las principales partidas afectadas por el uso de estimaciones y los casos que reflejan en gran medida los juicios de la administración, subrayando las principales hipótesis utilizadas por ésta para medir esas partidas en cumplimiento de las NIIF-UE. El elemento crítico de

esas valoraciones es el uso de hipótesis y juicios profesionales en relación con cuestiones que por su propia naturaleza son inciertas.

Los cambios en las condiciones que subyacen a los supuestos y juicios podrían tener un impacto sustancial en los resultados futuros.

Uso de estimaciones

Los ingresos de los contratos con los clientes

Los ingresos por el suministro de electricidad y gas a los usuarios finales se reconocen en el momento en que se entrega la electricidad o el gas e incluyen, además de las cantidades facturadas sobre la base de las lecturas periódicas (y correspondientes al año) de los contadores o de los volúmenes notificados por los distribuidores y transportistas, una estimación de la electricidad y el gas entregados durante el período pero aún no facturados que sea igual a la diferencia entre la cantidad de electricidad y gas entregados a la red de distribución y la facturada en el período, teniendo en cuenta las posibles pérdidas de la red. Los ingresos entre la fecha de la última lectura del contador y el final del año se basan en las estimaciones del consumo diario de los clientes individuales, determinado principalmente en su información histórica, ajustada para reflejar los factores climáticos u otras cuestiones que puedan afectar al consumo estimado.

Para más detalles sobre esta partida de ingresos, véase la nota 8.a "Ingresos por ventas y servicios"

Deterioro de los activos no financieros

Cuando el valor contable de los bienes, planta y equipo, las propiedades de inversión, los activos intangibles, los activos con derecho de uso y goodwill supera su valor recuperable, que es el mayor entre el valor razonable menos los costos de enajenación y el valor en uso, los activos se deterioran.

Esas evaluaciones de la cuantía recuperable de los activos se llevan a cabo de conformidad con las disposiciones de la NIC 36, como se describe con más detalle en la nota 21.

Para determinar la cantidad recuperable, el Grupo adopta generalmente el criterio del valor en uso. El valor en uso se basa en los flujos de efectivo futuros estimados generados por el activo en examen, descontados a su valor actual utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja la evaluación actual del mercado del valor temporal del dinero y de los riesgos específicos del activo.

Los flujos de efectivo futuros utilizados para determinar el valor en uso se basan en el plan comercial más reciente, aprobado por la administración que contiene provisiones de volúmenes, ingresos, operaciones los costos y las inversiones.

Estas proyecciones cubren los próximos cinco años. En consecuencia, se determinan los flujos de efectivo relacionados con los períodos posteriores basado en una tasa de crecimiento a largo plazo que no exceda la tasa media de crecimiento a largo plazo para el sector y el país en particular. La cantidad recuperable es sensible a las estimaciones y supuestos utilizados en el cálculo de las corrientes de efectivo y las tasas de descuento aplicadas. No obstante, los posibles cambios en los factores de estimación sobre los que se realiza el cálculo de esos valores podrían generar diferentes valores recuperables. El análisis de cada grupo de activos no financieros es único y requiere que la administración utilice estimaciones e hipótesis considerado prudente y razonable en las circunstancias específicas.

Pérdidas de crédito estimadas en los activos financieros

Al final de cada fecha de presentación de informes, el Grupo reconoce una provisión para pérdidas por créditos previstos en cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros medidos al costo amortizado, instrumentos de deuda medidos al valor razonable a través de otros ingresos generales, activos contractuales y todos los demás activos del alcance.

Las reservas para pérdidas por activos financieros se basan en supuestos sobre el riesgo de impago y en la medición de las pérdidas crediticias esperadas. La administración utiliza su juicio para hacer estas suposiciones y seleccionar los datos para el cálculo del deterioro, basándose en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercados existentes, así como en las estimaciones prospectivas del final de cada período de presentación de informes.

La pérdida de crédito esperada (PCE), determinada teniendo en cuenta la probabilidad de incumplimiento (PD), la pérdida en caso de incumplimiento (LGD) y la exposición en el momento

del incumplimiento (EAD), es la diferencia entre todas las corrientes de efectivo contractuales que vencen de conformidad con el contrato y todas los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todos los déficit) descontados al tipo de interés efectivo original (TEI). En particular, en el caso de las cuentas por cobrar comerciales, los activos de contratos y las cuentas por cobrar de arrendamientos, incluidos los que tienen un componente financiero importante, el Grupo aplica el enfoque simplificado, determinando las pérdidas de crédito previstas a lo largo de un período correspondiente a la totalidad de la vida de la cuenta por cobrar, generalmente igual a 12 meses.

Sobre la base del mercado de referencia específico y el contexto reglamentario del sector, así como de las expectativas de recuperación después de 90 días, para esas cuentas por cobrar, el Grupo Enel aplica principalmente una definición de incumplimiento de 180 días de mora para determinar las pérdidas de crédito previstas, ya que se considera una indicación eficaz de un aumento significativo del riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros

que tengan un retraso superior a 90 días no se consideran en general en mora, salvo en algunos mercados regulados específicos.

En el caso de las cuentas por cobrar comerciales y los activos contractuales, el Grupo aplica principalmente un enfoque colectivo basado en la agrupación de las cuentas por cobrar en grupos específicos, teniendo en cuenta el contexto normativo y comercial específico. Sólo si la dirección considera que las cuentas por cobrar son individualmente significativas y hay información específica sobre cualquier aumento significativo del riesgo de crédito, el Grupo aplica un enfoque analítico.

En el caso de la evaluación individual, la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo.

Por el contrario, en el caso de la valoración colectiva, los créditos comerciales son agrupados en función de las características del riesgo crediticio compartido y de la información debida, considerando una definición específica de incumplimiento.

En función de cada empresa y del marco normativo local, así como de las diferencias en las carteras de los clientes, también en términos de riesgo, tasas de incumplimiento y expectativas de recuperación, se definen grupos específicos.

Se considera que los activos del contrato tienen sustancialmente las mismas características de riesgo que los créditos comerciales para los mismos tipos de contratos.

A fin de medir la LCE para las cuentas por cobrar

comerciales sobre una base colectiva, así como para los activos contractuales, el Grupo considera los siguientes supuestos relacionados con los parámetros de la LCE:

- > La PD, que se supone que es la tasa media de incumplimiento, se calcula por grupos y teniendo en cuenta los datos históricos de 24 meses como mínimo;
- > La LGD es función de las tasas de recuperación del cubo por defecto, descontadas en el EIR; y
- > Se estima que la EAD es la exposición contable a la fecha de presentación de informes, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las que se van a emitir.

Sobre la base de evaluaciones específicas de la gestión, el ajuste prospectivo puede aplicarse teniendo en cuenta la información cualitativa y cuantitativa a fin de reflejar los posibles acontecimientos futuros y las hipótesis macroeconómicas que puedan afectar al riesgo de la cartera o del instrumento financiero.

Para más detalles sobre los principales supuestos e insumos utilizados, véase la nota 43 "Instrumentos financieros".

Valor depreciable de ciertos elementos de las centrales hidroeléctricas italianas después de la promulgación de la Ley 134/2012

La Ley 134 de 7 de agosto de 2012, que contiene "medidas urgentes para el crecimiento" (publicada en la Gazzetta Ufficiale de 11 de agosto de 2012), introdujo una amplia revisión de las normas que rigen las concesiones hidroeléctricas. Entre sus diversas disposiciones, la ley establece que cinco años antes de la expiración de una concesión de derivación de aguas hidroeléctricas importantes y en los casos de caducidad, renuncia o revocación, cuando no exista un interés público preponderante para un uso diferente del agua, incompatible con su utilización para la generación hidroeléctrica, el organismo público competente organizará un concurso público para la adjudicación a título oneroso de la concesión por un período que oscilará entre de 20 a un máximo de 30 años.

A fin de asegurar la continuidad operacional, la ley también regula los métodos de transferencia de la propiedad de la unidad empresarial necesaria para la explotación de la concesión, incluidas todas las relaciones jurídicas relacionadas con la concesión, del concesionario saliente al nuevo concesionario, a cambio del pago de un precio que se determinará en las negociaciones entre el concesionario saliente y el organismo otorgante, teniendo debidamente en cuenta los siguientes elementos:

- > para las obras de toma y conducción de aguas, compuertas y canales de desagüe, que en virtud de la ley consolidada de aguas y plantas eléctricas deben ser cedidas gratuitamente (artículo 25 del Real Decreto 1775, de 11 de diciembre de 1933), el coste revalorizado menos las subvenciones de capital del Estado, también revalorizadas, recibidas por el concesionario

para la construcción de dichas obras, depreciadas por el desgaste ordinario;

- > para otros bienes, planta y equipo, el valor de mercado, es decir, el valor de reposición, reducido por la depreciación estimada por el desgaste ordinario.

Si bien se reconoce que la nueva reglamentación introduce cambios importantes en cuanto a la transferencia de la propiedad de la unidad empresarial con respecto a la explotación de la concesión hidroeléctrica, la aplicación práctica de estos principios se enfrenta a dificultades, habida cuenta de las incertidumbres que no permiten formular una estimación fiable del valor que puede recuperarse al término de las concesiones existentes (valor residual).

En consecuencia, la administración ha decidido que no podría producir una estimación razonable y fiable del valor residual.

El hecho de que la legislación exija que el nuevo concesionario realice un pago al concesionario saliente hizo que la dirección revisara los calendarios de depreciación de los bienes clasificados como de libre disposición antes de la Ley 134/2012 (hasta el año terminado el 31 de diciembre de 2011, dado que los bienes debían entregarse de forma gratuita, el período de depreciación era igual a la fecha más cercana entre el plazo de la concesión y el final de la vida útil del activo individual), calculando la depreciación no ya sobre el plazo de la concesión sino, si es más larga, sobre la vida económica y técnica de los activos individuales. Si se dispone de información adicional para permitir el cálculo del valor residual, se ajustarán prospectivamente los valores contables de los activos en cuestión.

Determinación del valor razonable de los instrumentos financieros

El valor razonable de los instrumentos financieros se determina sobre la base de los precios directamente observables en el mercado, cuando se dispone de ellos, o, en el caso de los instrumentos financieros que no cotizan en bolsa, utilizando técnicas de valoración específicas (basadas principalmente en el valor actual) que maximizan el uso de los insumos observables en el mercado. En raras circunstancias que esto no es posible, los insumos son estimados por la administración teniendo debidamente en cuenta las características de los instrumentos que se miden. De acuerdo con la NIIF 13, el Grupo incluye una medición del riesgo de crédito, tanto de la contraparte (Ajuste por Valoración Crediticia o CVA) como propio (Ajuste por Valoración del Débito o DVA), con el fin de ajustar el valor razonable de los instrumentos financieros por el importe correspondiente al riesgo de contraparte, utilizando el método que se expone en la nota 47. Los cambios en las hipótesis utilizadas para estimar la fecha de entrada podrían tener repercusiones en el valor razonable reconocido para esos instrumentos.

Costos de desarrollo

A fin de determinar la recuperabilidad de los gastos de desarrollo, la cantidad recuperable se estima haciendo suposiciones sobre cualquier otra salida de efectivo que se prevea antes de que el activo esté listo para su uso o venta, las tasas de descuento que se aplicarán y el período de beneficios previsto.

Pensiones y otros beneficios post-empleo

Algunos de los empleados del Grupo participan en planes de pensiones que ofrecen beneficios basados en su historial salarial y años de servicio. Algunos empleados también tienen derecho a otros beneficios de prestaciones post-empleo.

Los gastos y obligaciones de esos planes se calculan sobre la base de estimaciones realizadas por actuarios consultores, que utilizan una combinación de elementos estadísticos y actuariales en sus cálculos, incluidos datos estadísticos sobre años anteriores y provisiones de costos futuros. Otros componentes de la estimación que se tienen en cuenta son las tasas de mortalidad y de retirada, así como las hipótesis relativas a la evolución futura de las tasas de descuento, la tasa de aumento de los salarios, la tasa de inflación y las tendencias del costo de la atención médica.

Estas estimaciones pueden diferir considerablemente de la evolución real debido a los cambios en las condiciones económicas y de mercado, los aumentos o disminuciones de las tasas de retiro y la duración de la vida de los participantes, así como los cambios en el costo efectivo de la atención de la salud.

Esas diferencias pueden tener un efecto sustancial en la cuantificación de los costos de las pensiones y otros gastos conexos.

Para más detalles sobre las principales hipótesis actuariales adoptadas, véase la nota 36.

Litigios

El Grupo Enel está involucrado en diversas controversias civiles, administrativas y fiscales relacionadas con el desarrollo normal de sus actividades que podrían dar lugar a importantes responsabilidades. No siempre es objetivamente posible predecir el resultado de estas disputas.

La evaluación de los riesgos asociados a este litigio se basa en factores complejos cuya naturaleza misma requiere el recurso a juicios de la administración, incluso cuando se tiene en cuenta la contribución de asesores externos que asisten a la Grupo, sobre si clasificarlos como pasivos contingentes o responsabilidades.

Se han reconocido provisiones para cubrir todas las obligaciones importantes en los casos en que el asesor jurídico considere probable un resultado adverso y se

pueda hacer una estimación razonable del monto de la pérdida. En la nota 52 se proporciona información sobre los pasivos contingentes más importantes del Grupo.

Obligaciones asociadas a las plantas de generación, incluyendo el desmantelamiento y la restauración del sitio

Las actividades de generación pueden entrañar obligaciones para el operador con respecto a las futuras intervenciones que deberán realizarse una vez finalizada la vida útil de la planta. Tales intervenciones pueden implicar el desmantelamiento de las plantas y la restauración del emplazamiento, u otras obligaciones vinculadas al tipo de tecnología de generación de que se trate. La naturaleza de esas obligaciones también puede tener una repercusión importante en el tratamiento contable que se aplica a ellas.

En el caso de las centrales nucleares, cuyos costos se refieren tanto al desmantelamiento como al almacenamiento de combustible de desecho y otros materiales radiactivos, la estimación del costo futuro es un proceso crítico, dado que los costos se producirán durante un período de tiempo muy largo, estimado en hasta 100 años.

La obligación, basada en hipótesis financieras y de ingeniería, se calcula descontando los flujos de caja futuros esperados que el Grupo considera que tendrá que pagar para cumplir las obligaciones que ha asumido.

La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual del pasivo es la tasa libre de riesgo antes de impuestos y se basa en los parámetros económicos del país en el que se encuentra la planta. Ese pasivo se cuantifica mediante la gestión sobre la base de la tecnología existente en la fecha de medición y se revisa cada año, teniendo en cuenta la evolución de la tecnología de almacenamiento, desmantelamiento y restauración del emplazamiento, así como la evolución en curso del marco legislativo que rige la protección de la salud y el medio ambiente. Posteriormente, el valor de la obligación se ajusta para reflejar el paso del tiempo y cualquier cambio en las estimaciones.

Arrendamientos

Cuando el tipo de interés implícito en el arrendamiento no puede determinarse fácilmente, el Grupo utiliza el tipo de interés incremental del préstamo (IBR) en la fecha de inicio del arrendamiento para calcular el valor actual de las cuotas de arrendamiento. Se trata del tipo de interés que el arrendatario tendría que pagar para obtener un préstamo en un plazo similar y con una garantía similar, los fondos necesarios para obtener un bien de valor similar al del derecho de uso en un entorno económico similar. Cuando no hay entradas observables disponible, el Grupo estima el BIR haciendo suposiciones para reflejar los términos y condiciones del contrato de arrendamiento y ciertas estimaciones específicas de la entidad.

Uno de los juicios más importantes para el Grupo al adoptar la NIIF 16 es la determinación de este IBR necesario para calcular el valor actual de los pagos de arrendamiento que deben pagarse al arrendador. El enfoque del Grupo para determinar un BRI se basa en la evaluación de los tres componentes clave siguientes:

- > la tasa libre de riesgo, que tienen en cuenta las corrientes monetarias de los pagos de arrendamiento, el entorno económico en el que se ha negociado el contrato de arrendamiento y también el plazo de arrendamiento;
- > el ajuste del diferencial de crédito, con el fin de calcular un IBR específico para el arrendatario teniendo en cuenta cualquier sociedad matriz u otra garantía subyacente;
- > los ajustes relacionados con el arrendamiento, a fin de reflejar en el cálculo del IBR el hecho de que la tasa de descuento es directamente vinculada al tipo de activo subyacente, en lugar de ser un incremento general del tipo de interés de los préstamos. En particular, se mitiga el riesgo de incumplimiento para los arrendadores, ya que tienen derecho a reclamar el propio activo subyacente.

Impuesto sobre la renta

Recuperación de los activos de impuestos diferidos

Al 31 de diciembre de 2019, los estados financieros consolidados presentan activos por impuestos diferidos en relación con las pérdidas fiscales que se revertirán en años posteriores y los componentes de ingresos cuya deducibilidad se difiere en un monto cuya recuperación considera la administración como altamente probable.

La recuperabilidad de esos bienes está sujeta al logro de los beneficios futuros suficientes para absorber esas pérdidas fiscales y utilizar los beneficios de los demás activos de impuestos diferidos.

Se requiere un juicio significativo de la administración para evaluar la probabilidad de recuperar los activos por impuestos diferidos, teniendo en cuenta todas las pruebas negativas y positivas, y para determinar la cantidad que puede reconocerse, sobre la base del momento probable y el nivel de los beneficios imponibles futuros, junto con las estrategias de planificación fiscal futuras y los tipos impositivos aplicables en la fecha de la reversión. No obstante, si el Grupo llegara a tener conocimiento de que no puede recuperar la totalidad o parte de los activos fiscales reconocidos en años futuros, el ajuste consiguiente se llevaría a cabo en la cuenta de resultados del ejercicio en que se produce esta circunstancia.

Para un mayor detalle de los activos por impuestos diferidos reconocidos o no reconocidos, por favor vea la nota 22.

Jucios de la administración

Identificación de las unidades generadoras de efectivo (UGEs)

Para la prueba de deterioro, si no se puede determinar el monto recuperable para un activo individual, el Grupo identifica la menor agregación de activos que generan entradas de efectivo en gran medida independientes. El grupo más pequeño de activos que genera entradas de efectivo que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupo de activos es una UGE.

La identificación de esas UGEs implica juicios de la administración sobre la naturaleza específica de los activos y el negocio en cuestión (área geográfica, área de negocios, marco normativo, etc.) y la evidencia de que las entradas de efectivo del grupo de activos son estrechamente interdependientes entre sí y en gran medida independientes de las asociadas a otros activos (o grupos de activos).

Los activos de cada UGE se identifican también en función de la forma en que la dirección gestiona y supervisa esos activos dentro del modelo de negocio adoptado.

El número y el alcance de las UGEs se actualizan sistemáticamente para reflejar el impacto de las nuevas combinaciones de negocios y reorganizaciones llevadas a cabo por el Grupo, y para tener en cuenta los factores externos que podrían influir en la capacidad de los activos para generar entradas de efectivo independientes.

En particular, si determinados activos específicos identificados propiedad del Grupo se ven afectados por condiciones económicas u operativas adversas que socavan su capacidad para contribuir a la generación de flujos de efectivo, pueden ser aislados del resto de los activos de la UGE, someterse a un análisis separado de su recuperabilidad y, en su caso, ser deteriorados.

En la nota 21 se indican las UGEs identificadas por la dirección a las que se ha asignado el fondo de comercio reconocido en estos estados financieros consolidados.

Determinación de la existencia de control

De conformidad con las disposiciones de la NIIF 10, el control se logra cuando el Grupo está expuesto, o tiene derechos, a rendimientos variables por su participación en la empresa participada y tiene la capacidad de afectar esos rendimientos a través de su poder sobre la empresa participada. El poder se define como la capacidad actual de dirigir las actividades pertinentes de la entidad participada sobre la base de los derechos sustantivos existentes. La existencia del control no depende únicamente de la propiedad de una participación mayoritaria, sino que surge de los derechos sustantivos que cada inversor tiene sobre la empresa participada. Por consiguiente, la dirección debe utilizar

su juicio para evaluar si determinadas situaciones determinan derechos sustantivos queden al Grupo la facultad de dirigir las actividades pertinentes de la empresa participada con el fin de afectar a sus rendimientos.

Con el fin de evaluar el control, la dirección analiza todos los hechos y circunstancias, incluidos los acuerdos con otros inversores, los derechos derivados de otros acuerdos contractuales y los posibles derechos de voto (opciones de compra, garantías, opciones de venta concedidas a los accionistas no controladores, etc.). Estos otros hechos y circunstancias podrían ser especialmente significativos en dicha evaluación cuando el Grupo posee menos de la mayoría de los derechos de voto, o derechos similares, en la empresa participada.

Tras este análisis de la existencia de control, en aplicación de la NIIF 10 el Grupo ha consolidado línea por línea ciertas sociedades (Emgesa y Codensa) a pesar de no poseer más de la mitad de los derechos de voto, determinando que existían los requisitos para el control de facto.

El Grupo reevalúa si controla o no una inversión, si los hechos y las circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los elementos considerados en la verificación de la existencia del control.

Determinación de la existencia de control conjunto y del tipo de arreglo conjunto

Con arreglo a las disposiciones de la NIIF 11, un arreglo conjunto es un acuerdo en el que dos o más partes tienen un control conjunto.

Existe control conjunto cuando las decisiones sobre las actividades pertinentes requieren el consentimiento unánime de al menos dos partes de un acuerdo conjunto.

Un arreglo conjunto puede configurarse como una empresa conjunta o una operación conjunta. Las empresas mixtas son acuerdos conjuntos en los que las partes que tienen el control conjunto tienen derechos sobre los activos netos del acuerdo. Por el contrario, las operaciones conjuntas son arreglos conjuntos en los que las partes que tienen control conjunto tienen derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos relacionados con el arreglo.

Con el fin de determinar la existencia del control conjunto y el tipo de arreglo conjunto, la administración debe aplicar su criterio y evaluar sus derechos y obligaciones derivados del arreglo. Para ello, la administración considera la estructura y la forma jurídica del arreglo, los términos acordados por las partes en el acuerdo contractual y, cuando proceda, otros hechos y circunstancias.

Tras ese análisis, el Grupo ha considerado su interés en la Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II como una operación conjunta.

El Grupo vuelve a evaluar si tiene o no control conjunto si los hechos y las circunstancias indican que se han producido

cambios en uno o más de los elementos considerados para verificar la existencia del control conjunto y el tipo de arreglo conjunto.

Determinación de la existencia de una influencia significativa sobre un asociado

Las empresas asociadas son aquellas en las que el Grupo ejerce una influencia significativa, es decir, la facultad de participar en las decisiones de política financiera y operativa de la empresa participada, pero no de ejercer el control o el control conjunto sobre esas políticas. En general, se presume que el Grupo tiene una influencia significativa cuando tiene una participación del 20% o más.

Para determinar la existencia de una influencia significativa, la dirección debe aplicar su criterio y considerar todos los hechos y circunstancias.

El Grupo vuelve a evaluar si tiene o no una influencia significativa si los hechos y las circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los elementos considerados para verificar la existencia de una influencia significativa.

Aplicación de la "CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios" a las concesiones

La "CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios" se aplica a los acuerdos de concesión de servicios "de público a privado", que pueden definirse como contratos en los que el otorgante transmite a un operador el derecho a gestionar la infraestructura utilizada para prestar servicios que dan acceso a importantes instalaciones públicas durante un determinado período de tiempo en nombre del otorgante.

Más concretamente, la CINIIF 12 ofrece orientación sobre la contabilidad de los operadores para los acuerdos de concesión de servicios "de público a privado" en caso de que:

> el concedente controle o regule qué servicios debe prestar el operador con la infraestructura, a quién debe prestarlos y a qué precio; y

> el otorgante controla -mediante la propiedad, el derecho de usufructo o de otro modo- cualquier interés residual significativo en la infraestructura al final de la vigencia del acuerdo. Al evaluar la aplicabilidad de estos requisitos para el Grupo, como operador, la administración analizó cuidadosamente las concesiones existentes.

Sobre la base de ese análisis, las disposiciones de la CINIIF 12 son aplicables a algunas de las infraestructuras de varias empresas que operan en el Brasil.

En la nota 17 se proporcionan más detalles sobre la infraestructura utilizada en los acuerdos de concesión de servicios en el ámbito de la CINIIF 12.

Los ingresos de los contratos con los clientes

En el proceso de aplicación de la NIIF 15, el Grupo ha emitido los siguientes juicios (en la nota 8.a "Ingresos por ventas y

servicios" se proporcionan más detalles sobre el efecto más significativo en los ingresos del Grupo).

Identificación del contrato

El Grupo analiza cuidadosamente las condiciones contractuales a nivel jurisdiccional para determinar cuándo existe un contrato y los términos de su aplicabilidad a fin de aplicar la NIIF 15 sólo a esos contratos.

Determinación y cumplimiento de las obligaciones de ejecución

Cuando un contrato incluye múltiples bienes o servicios prometidos, a fin de evaluar si deben contabilizarse por separado o en conjunto, el Grupo considera tanto las características individuales de los bienes o servicios como la naturaleza de la promesa en el contexto del contrato, evaluando también todos los hechos y circunstancias relacionados con el contrato específico un del marco jurídico y reglamentario pertinente.

Para evaluar cuándo se cumple una obligación de ejecución, el Grupo evalúa cuándo se transfiere el control de los bienes o servicios al cliente, evaluado principalmente desde la perspectiva del cliente.

Determinación del precio de la transacción

El Grupo considera todos los hechos y circunstancias pertinentes para determinar si un contrato incluye una contraprestación variable (es decir, una contraprestación que puede variar o depende de la ocurrencia o no de un acontecimiento futuro). Al estimar la contraprestación variable, el Grupo utiliza el método que mejor predice la contraprestación a la que tendrá derecho, aplicándolo de forma consistente a lo largo del contrato y para contratos similares, considerando también toda la información disponible, y actualizando dichas estimaciones hasta que se resuelva la incertidumbre. El Grupo incluye la contraprestación variable estimada en la transacción de los ingresos acumulados reconocidos no se producirá cuando se resuelva la incertidumbre.

Evaluación de principal versus el agente

El Grupo considera que es un agente en algunos contratos en los que no es el principal responsable del cumplimiento del contrato y, por lo tanto, no controla los bienes o servicios antes de que se transfieran a los clientes. Por ejemplo, el Grupo actúa como agente en algunos contratos de servicios de conexión a la red de electricidad/gas y otras actividades conexas en función del marco jurídico y reglamentario local.

Asignación del precio de la transacción

En el caso de los contratos que tienen más de una obligación de cumplimiento (por ejemplo, los contratos de venta "agrupados"), el Grupo generalmente asigna el precio de la

transacción a cada obligación de cumplimiento en proporción a su precio de venta independiente. El Grupo determina precios de venta independientes considerando toda la información y utilizando precios observables cuando están disponibles en el Mercado o, de no ser así, utilizando un método de estimación que maximice el uso de los insumos observables y aplicándolo sistemáticamente a arreglos similares.

Si el Grupo evalúa que un contrato incluye una opción para bienes o servicios adicionales (por ejemplo, programas de fidelización de clientes u opciones de renovación) que representa un derecho material, asigna el precio de la transacción a esta opción, ya que la opción da lugar a una obligación de cumplimiento adicional.

Costos del contrato

El Grupo evalúa la recuperabilidad de los costos incrementales de la obtención de un contrato, ya sea contrato por contrato, o para un grupo de contratos si esos costos están asociados al grupo de contratos.

El Grupo apoya la recuperabilidad de esos costos sobre la base de su experiencia en otras transacciones similares y evaluando diversos factores, entre ellos las posibles renovaciones, enmiendas y contratos de seguimiento con el mismo cliente.

El Grupo amortiza esos costos a lo largo del plazo promedio del cliente. Para determinar este período previsto de beneficio del contrato, el Grupo considera su experiencia pasada (por ejemplo, la "tasa de rotación"), la evidencia predictiva de contratos similares y la información disponible sobre el mercado.

Clasificación y medición de los activos financieros

En el momento del reconocimiento inicial, a fin de clasificar los activos financieros como activos financieros al costo amortizado, al valor razonable a través de otros ingresos integrales y al valor razonable a través de ganancias o pérdidas, la administración evalúa tanto las características contractuales de los flujos de efectivo del instrumento como el modelo comercial para administrar los activos financieros a fin de generar flujos de efectivo.

Con el fin de evaluar las características contractuales de los flujos de efectivo del instrumento, la administración realiza la prueba del SPPI a nivel de instrumento, a fin de determinar si da lugar a flujos de efectivo que son únicamente pagos de principal e intereses (SPPI) sobre el monto del principal pendiente de pago, realizando una evaluación específica de las cláusulas contractuales de los instrumentos financieros, así como un análisis cuantitativo, si es necesario.

El modelo de negocio determina si las corrientes de efectivo se derivarán de la recaudación de las corrientes de efectivo contractuales, de la venta de los activos financieros o de ambas cosas.

Para más detalles, véase la nota 43 "Instrumentos financieros"

Contabilidad de cobertura

La contabilidad de coberturas se aplica a los derivados a fin de reflejar en los estados financieros el efecto de las estrategias de gestión de riesgos.

Por consiguiente, al inicio de la operación el Grupo documenta la relación de cobertura entre los instrumentos de cobertura y los elementos cubiertos, así como sus objetivos y estrategia de gestión de riesgos. Asimismo, el Grupo evalúa, tanto al inicio de la cobertura como de forma continuada, si los instrumentos de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de los elementos cubiertos.

De acuerdo con el juicio de la dirección, la evaluación de la eficacia basada en la existencia de una relación económica entre los instrumentos de cobertura y los elementos cubiertos, el predominio del riesgo de crédito en las variaciones de valor y el ratio de cobertura, así como la medición de la ineficacia, se evalúa mediante una valoración cualitativa o un cálculo cuantitativo, en función de los hechos y circunstancias concretas y de las características de los elementos cubiertos y de los instrumentos de cobertura.

En el caso de las coberturas de los flujos de efectivo de las transacciones previstas designadas como partidas cubiertas, la administración evalúa y documenta que son altamente probables y presentan una exposición a los cambios en los flujos de efectivo que afectan a las ganancias o las pérdidas. Para más detalles sobre las principales hipótesis sobre la evaluación de la eficacia y la medición de la ineficacia, véase la nota 46.1 "Derivados y contabilidad de coberturas".

Arrendamientos

La complejidad de la evaluación de los contratos de arrendamiento, y también su fecha de vencimiento a largo plazo, requiere considerables juicios profesionales para la aplicación de la NIIF 16. En particular, esto se refiere a:

- > la aplicación de la definición de un contrato de arrendamiento a los casos típicos de los sectores en los que opera el Grupo;
- > la identificación del componente de no arrendamiento en los acuerdos de arrendamiento;
- > la evaluación de las opciones renovables y de rescisión incluidas en los acuerdos de arrendamiento a fin de determinar el plazo de arrendamiento de los contratos, considerando también la probabilidad de su ejercicio y cualquier mejora significativa del activo subyacente en el arrendamiento, teniendo debidamente en cuenta las recientes interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretación de las NIIF;
- > la identificación de cualquier pago de arrendamiento variable que dependen de un índice o una tasa para determinar si los cambios de estos últimos repercuten en los futuros pagos de arrendamiento y también en la cuantía del derecho de uso;
- > la estimación de la tasa de descuento para calcular el valor

actual de los pagos de arrendamiento; en el párrafo "Utilización de las estimaciones" se dan más detalles sobre las hipótesis acerca de esta tasa.

Incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto sobre la renta

El Grupo determina si debe considerar cada tratamiento incierto del impuesto sobre la renta por separado o junto con uno o más tratamientos inciertos de otros impuestos, así como si debe reflejar el efecto de la incertidumbre utilizando el método de la cantidad más probable o el del valor esperado, sobre la base de qué enfoque predice mejor la resolución de la incertidumbre para cada tratamiento incierto de los impuestos, teniendo en cuenta las reglamentaciones fiscales locales.

2.2 Políticas contables significativas

Partes relacionadas

Las partes conexas son principalmente partes que tienen la misma entidad controladora que Enel SpA, empresas que directa o indirectamente, a través de uno o más intermediarios, controlan, son controladas o están sujetas al control conjunto de Enel SpA y en las que esta última tiene una participación que le permite ejercer una influencia significativa. Entre las partes relacionadas también se incluyen las entidades que gestionan planes de prestaciones post-empleo para los empleados de Enel SpA o sus asociados (concretamente, los fondos de pensiones FOPEN y FONDENEL), así como los miembros de los consejos de auditores legales, y sus familiares directos, y el personal directivo clave, y su familia de Enel SpA y sus subsidiarias. El personal de gestión clave comprende el personal de gestión que tiene el poder y la capacidad de responsabilidad directa o indirecta de la planificación, gestión y el control de las actividades de la Compañía. Incluyen a los directores.

Subsidiarias

Las filiales son todas las entidades sobre las que el Grupo tiene control. El Grupo controla una entidad, independientemente de la naturaleza de la relación formal entre ellas, cuando está expuesta/tiene derechos a renta variable derivados de su participación y tiene la capacidad, mediante el ejercicio de su poder sobre la participada, de afectar a sus rendimientos.

Las cifras de las filiales se consolidan línea por línea a partir de la fecha en que se adquiere el control hasta que éste cesa.

Procedimientos de consolidación

Los estados financieros de las subsidiarias utilizados para preparar los Estados financieros consolidados fueron preparados al 31 de diciembre de 2018 de acuerdo con las políticas contables adoptadas por la Sociedad dominante.

En el caso de que una sociedad dependiente utilice políticas contables diferentes a las adoptadas en la preparación de los

Estados Financieros Consolidados para operaciones y hechos similares en circunstancias parecidas, se realizan los ajustes oportunos para asegurar la conformidad con las políticas contables del Grupo.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos de una filial adquirida o enajenada durante el ejercicio se incluyen o excluyen de los Estados financieros consolidados, respectivamente, desde la fecha en que el Grupo adquiere el control o hasta la fecha en que el Grupo deja de controlar la filial.

El resultado y los demás componentes del otro resultado global se atribuyen a los propietarios de la Sociedad dominante y a los intereses no dominantes, incluso si esto da lugar a una pérdida para los intereses no dominantes.

Se eliminan en su totalidad todos los activos y pasivos, el patrimonio, los ingresos, los gastos y los flujos de efectivo intercompañías relacionados con las transacciones entre las entidades del Grupo.

Los cambios en la participación en la propiedad de las filiales que no dan lugar a la pérdida de control se contabilizan como transacciones de capital, con los importes en libros de las participaciones controladoras y no controladoras ajustados para reflejar los cambios en sus participaciones en la filial. Cualquier diferencia entre el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida y la correspondiente fracción del patrimonio adquirido o vendido se reconoce en el patrimonio consolidado.

Cuando el Grupo deja de tener control sobre una subsidiaria, cualquier participación retenida en la entidad se vuelve a medir a su valor razonable, reconocido a través de los resultados, en la fecha en que se pierde el control, reconociendo cualquier ganancia o pérdida a través de los resultados. Además, toda suma previamente reconocida en otros ingresos integrales con respecto a la antigua filial se contabiliza como si el Grupo hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos correspondientes.

Inversiones en acuerdos conjuntos y asociados

Una empresa conjunta es una entidad sobre la cual el Grupo ejerce conjuntamente control y tiene derechos sobre los activos netos del acuerdo. Conjuntamente El control es el reparto del control de un acuerdo, por el que las decisiones sobre las actividades pertinentes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Un asociado es una entidad sobre la que el Grupo tiene una influencia significativa. Influencia significativa es la facultad de participar en las decisiones de política financiera y operativa de la entidad participada sin tener control o control conjunto sobre la misma.

Las inversiones del Grupo en sus empresas conjuntas y asociadas se contabilizan por el método de la participación.

Con arreglo al método de la participación, estas inversiones se reconocen inicialmente al costo y cualquier fondo de comercio que surja de la diferencia entre el costo de la

inversión y la participación del Grupo en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la entidad participada en la fecha de adquisición se incluye en el valor contable de la inversión. El fondo de comercio no se somete a pruebas individuales de deterioro.

Después de la fecha de adquisición, su valor contable se ajusta para reconocer los cambios en la participación del Grupo en las ganancias o pérdidas de la sociedad. cia o empresa conjunta. El otro ingreso integral (OCI) de tales inversiones se presentan como elementos específicos del OCI del Grupo.

Las distribuciones recibidas de empresas conjuntas y asociadas reducen el valor contable de las inversiones.

Las pérdidas y ganancias resultantes de las transacciones entre el Grupo y las empresas asociadas o conjuntas se eliminan en la medida de la participación en la empresa asociada o conjunta.

Los estados financieros de las empresas asociadas o conjuntas se preparan para el mismo período de presentación de informes que el Grupo. Cuando es necesario, se hacen ajustes para armonizar las políticas contables con las del Grupo.

Tras la aplicación del método de la participación, el Grupo determina si es necesario reconocer una pérdida por deterioro de su inversión en una empresa asociada o conjunta. Si existe tal evidencia, el Grupo calcula el importe del deterioro como la diferencia entre el importe recuperable de la asociada o joint venture y su valor contable.

En el caso de la empresa conjunta Slovak Power Holding BV, las pérdidas por deterioro de valor se evalúan determinando el valor recuperable mediante la fórmula de precios especificada en el acuerdo de venta de la participación del 66% en Slovenské elektrárne por parte de Enel Produzione a EP Slovakia, que se basa en varios parámetros, entre ellos la evolución de la situación financiera neta de SE, la evolución de los precios de la energía en el mercado eslovaco, la eficiencia operativa de SE según se mide en base a los puntos de referencia definidos en el contrato y el valor de empresa de las unidades 3 y 4 de Mochovce.

Este valor se compara con el valor en libros de la inversión, que se mide en base a los resultados de esa fórmula en la fecha de cierre de la transacción del 28 de julio de 2017.

Si la inversión deja de ser una asociada o una empresa conjunta, el Grupo reconoce cualquier inversión retenida a su valor razonable, a través de ganancias o pérdidas. Cualquier cantidad previamente reconocida en otro resultado global con respecto a la antigua asociada o empresa conjunta se contabiliza como si el Grupo hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos correspondientes.

Si se reduce la participación del Grupo en una asociada o un negocio conjunto, pero el Grupo sigue ejerciendo una influencia significativa o control conjunto, el Grupo sigue aplicando el método de la participación y la parte de la ganancia o la pérdida que se había reconocido previamente en otro resultado integral en relación con esa reducción se contabiliza como si el Grupo hubiera enajenado directamente los activos o pasivos correspondientes.

Cuando una parte de una inversión en una asociada o empresa conjunta cumple los criterios para ser clasificada como mantenida para la venta, cualquier parte retenida de una inversión en la asociada o empresa conjunta que no haya sido clasificada como mantenida para la venta se contabiliza utilizando el método de la participación hasta que se produzca la enajenación de la parte clasificada como mantenida para la venta.

Las operaciones conjuntas son acuerdos conjuntos en virtud de los cuales el Grupo, que tiene el control conjunto, tiene derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo. En cada operación conjunta, el Grupo reconoce los activos, pasivos, costos e ingresos sobre la base de las disposiciones del acuerdo, en lugar de la participación que se mantiene.

Conversión de partidas de moneda extranjera

Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional se reconocen al tipo de cambio vigente en la fecha de la transacción. Los activos y pasivos monetarios denominados en una moneda extranjera distinta de la moneda funcional se convierten posteriormente utilizando el tipo de cambio de fin de período.

Los activos y pasivos no monetarios denominados en moneda extranjera que se reconocen al costo histórico se convierten utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. Los activos y pasivos no monetarios en moneda extranjera medidos a su valor razonable se convierten utilizando el tipo de cambio de la fecha en que se determinó ese valor. Toda diferencia de cambio se reconoce en los resultados.

Al determinar el tipo de cambio de contado que se utilizará en el reconocimiento inicial del activo, el gasto o el ingreso (o parte de él) relacionados con la baja de un activo o pasivo no monetario relacionado con una contraprestación anticipada, la fecha de la transacción es la fecha en que el Grupo reconoce inicialmente el activo o pasivo no monetario asociado con la contraprestación anticipada.

Si hay múltiples pagos o cobros anticipados, el Grupo determina la fecha de transacción para cada pago o cobro de contraprestación anticipada.

Conversión de los estados financieros denominados en moneda extranjera

A los efectos de los Estados financieros consolidados, todos los beneficios/pérdidas, activos y pasivos se expresan en euros, que es la moneda de presentación de la sociedad matriz, Enel SpA.

Para la elaboración de los Estados financieros consolidados, los estados financieros de las sociedades consolidadas en monedas funcionales distintas de la moneda de presentación utilizada en los Estados financieros consolidados se convierten

a euros aplicando a las partidas de la cuenta de resultados el correspondiente tipo de cambio de cierre del período, incluidos el fondo de comercio y los ajustes de consolidación, y el tipo de cambio medio del período, que se aproxima a los tipos de cambio vigentes en la fecha de las respectivas transacciones. Las ganancias o pérdidas por el tipo de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del capital social en una reserva especial. Las ganancias y pérdidas se reconocen proporcionalmente en la cuenta de resultados cuando se enajena (parcial o totalmente) la filial.

Combinaciones de negocios

Se reconocen las combinaciones de negocios iniciadas antes del 1 de enero de 2010 y completadas dentro de ese ejercicio económico sobre la base de la NIIF 3 (2004).

Esas combinaciones de negocios se reconocieron utilizando el método de compra, en el que el costo de compra es igual al valor razonable en la fecha del intercambio de los activos adquiridos y los pasivos incurridos o asumidos, más los costos directamente atribuibles a la adquisición. Este costo se asignó reconociendo los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la empresa adquirida a sus valores razonables. Cualquier diferencia positiva entre el costo de la adquisición y el valor razonable de los activos netos adquiridos pertenecientes a los accionistas de la Sociedad dominante se reconoció como fondo de comercio. En caso de que la diferencia sea negativa, el Grupo vuelve a evaluar si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para medir los importes a reconocer en la fecha de adquisición. Si la reevaluación sigue dando lugar a un exceso del valor razonable de los activos netos adquiridos sobre la contraprestación agregada transferida, la ganancia resultante es una compra en condiciones muy ventajosas y se reconoce en la cuenta de resultados.

El valor de las participaciones no controladoras se determinó en proporción a la participación de los accionistas minoritarios en los activos netos. En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición cualquier ajuste al valor razonable de los activos netos adquiridos anteriormente se reconoció en el patrimonio; el monto del fondo de comercio se determinó para cada transacción por separado sobre la base de los valores razonables de los activos netos de la empresa adquirida en la fecha de cada transacción de intercambio.

Las combinaciones de negocios realizadas a partir del 1 de enero de 2010 se reconocen sobre la base de la NIIF 3 (2008), que en adelante se denominará NIIF 3 (revisada). Más concretamente, las combinaciones de negocios se reconocen utilizando el método de adquisición, en el que el

coste de compra (la contraprestación transferida) es igual al valor razonable en la fecha de compra de los activos adquiridos y los pasivos incurridos o asumidos, así como los instrumentos de patrimonio emitidos por el comprador. La contraprestación transferida incluye el valor razonable de cualquier activo o pasivo resultante de un acuerdo de contraprestación contingente.

Los costos directamente atribuibles a la adquisición se reconocen en el resultado.

La contraprestación transferida se asigna reconociendo los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la empresa adquirida a sus valores razonables en la fecha de adquisición.

Cualquier diferencia positiva entre el precio pagado, medido a su valor razonable en la fecha de adquisición, más el valor de cualquier participación no controladora, y el valor neto de los activos y pasivos identificables de la empresa adquirida medidos a su valor razonable se reconoce como fondo de comercio. Si la diferencia es negativa, el Grupo verifica si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para determinar los importes a reconocer en la fecha de adquisición. Si después de esta evaluación el valor razonable de los activos netos adquiridos sigue siendo superior al total de la contraprestación transferida, este exceso representa el beneficio de una compra a precio de ganga y se reconoce en los resultados.

El valor de las participaciones no dominantes se determina ya sea en proporción a la participación de los accionistas minoritarios en los activos netos identificables de la adquirida o a su valor razonable a la fecha de adquisición. En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición del control se vuelve a medir la participación anterior en el capital de la adquirida a su valor razonable y cualquier diferencia positiva o negativa se reconoce en los resultados.

Cualquier contraprestación contingente se reconoce a su valor razonable en la fecha de adquisición. Los cambios posteriores en el valor razonable de la contraprestación contingente clasificada como un activo o un pasivo, o como un instrumento financiero dentro del ámbito de la NIIF 9, se reconocen en el resultado. Si la contraprestación contingente no está dentro del alcance de la NIIF 9, se mide de acuerdo con la NIIF-UE correspondiente. La contraprestación contingente que se clasifica como patrimonio no se vuelve a medir, y su posterior liquidación se contabiliza dentro del patrimonio.

Si los valores razonables de los activos, pasivos y pasivos contingentes sólo pueden calcularse de forma provisional, la combinación de negocios se reconoce utilizando dichos valores provisionales. Los ajustes resultantes de la finalización del proceso de medición se reconocen dentro de los 12 meses

siguientes a la fecha de adquisición, reexpresando las cifras comparativas.

Medición del valor razonable

Para todas las mediciones del valor razonable y las divulgaciones del valor razonable, que son requeridas o permitidas por las normas internacionales de contabilidad, el Grupo aplica la NIIF 13.

El valor razonable se define como el precio que se recibiría por la venta de un activo o se pagaría por la transferencia de un pasivo, en una transacción ordenada, entre los participantes en el mercado, en la fecha de medición (es decir, un precio de salida). La medición del valor razonable supone que la transacción a la venta de un activo o la transferencia de un pasivo tiene lugar en el principal mercado, es decir, el mercado con el mayor volumen y nivel de actividad para el activo o el pasivo. En ausencia de un director se supone que la transacción tiene lugar en el mercado más ventajoso al que el Grupo tiene acceso, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que se recibiría para vender el activo o minimiza la cantidad que se pagaría para transferir el pasivo.

El valor razonable de un activo o un pasivo se mide utilizando las hipótesis que los participantes en el mercado utilizarían al fijar el precio del activo o el pasivo, suponiendo que los participantes en el mercado actúen en su mejor interés económico. Los participantes en el mercado son independientes, vendedores y compradores conocedores que son capaces de entrar en una transacción para el activo o el pasivo y que están motivados pero no forzados u obligados a hacer así que.

Al medir el valor razonable, el Grupo tiene en cuenta las características del activo o el pasivo, en particular:

- > para un activo no financiero, la medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad de un participante en el mercado de generar beneficios económicos utilizando el activo en su mayor y mejor uso o vendiéndolo a otro participante en el mercado que lo utilice en su mayor y mejor uso;
- > para los pasivos e instrumentos de capital propio, el valor razonable refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, incluyendo entre otros el riesgo de crédito del propio Grupo;
- > en el caso de grupos de activos y pasivos financieros con posiciones compensatorias en el riesgo de mercado o el riesgo de crédito, gestionados sobre la base de la exposición neta de una entidad a esos riesgos, se permite medir el valor razonable sobre una base neta.

Para medir el valor razonable de los activos y pasivos, el Grupo utiliza técnicas de valoración adecuadas a las circunstancias y para las que se dispone de datos suficientes, maximizando el uso de insumos observables pertinentes y minimizando el uso de insumos no observables.

Propiedad, planta y equipo

Propiedad, planta y equipo se declara al costo, neto de la depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro acumuladas, si las hubiera. Dicho costo incluye los gastos directamente atribuibles a que el bien se ha llevado al lugar y condición necesarios para su uso previsto.

El costo también se incrementa con el valor actual de la estimación de los costos de desmantelamiento y restauración del sitio en que se encuentra el activo cuando existe una obligación legal o constructiva de hacerlo. El pasivo correspondiente se reconoce en las provisiones para riesgos y gastos. El tratamiento contable de los cambios en la estimación de esos costos, el paso del tiempo y la tasa de descuento se examina en la sección "Provisiones para riesgos y cargas".

La propiedad, planta y equipo transferidos de los clientes para conectarlos a la red de distribución de electricidad y/o prestarles otros servicios conexos se reconoce inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se obtiene el control. Los costos por intereses que son directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de un activo cualificado, es decir, un activo que requiere un período de tiempo sustancial para estar preparado para su uso o venta previstos, se capitalizan como parte del coste de los propios activos. Los costos de préstamos asociados con la compra/construcción de activos que no cumplen ese requisito se imputan a gastos en el período en que se incurren.

Ciertos activos que se revalorizaron en la fecha de transición de las NIIF a la UE o en períodos anteriores se reconocen a su valor razonable, que se considera su costo estimado en la fecha de revalorización.

Cuando los elementos individuales de los principales componentes de la propiedad, la planta y el equipo tienen vidas útiles diferentes, los componentes se reconocen y se deprecian por separado.

Los costos subsiguientes se reconocen como un incremento en el valor en libros del activo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con el costo incurrido para reemplazar una parte del activo fluyan al Grupo y el costo del elemento pueda ser medido de manera confiable. Todos los demás costos se reconocen en los resultados a medida que se incurren.

El costo de sustituir una parte o la totalidad de un activo se reconoce como un aumento del valor contable del activo y se amortiza a lo largo de su vida útil; el valor contable neto de la unidad sustituida se da de baja en los resultados.

Propiedad, planta y equipo, neto de su valor residual, es depreciada en línea recta a lo largo de su vida útil estimada, que se revisa anualmente y, si procede, se ajusta en el futuro. La depreciación comienza cuando el activo está disponible para su uso.

La vida útil estimada de los principales artículos de Propiedad, planta y equipo es la siguiente:

Edificios civiles	10-70 años
Los edificios y las obras civiles incorporados en Plantas	10-100 años
Las plantas de energía hidroeléctrica:	
- compuertas	7-85 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	5-60 años
- otras obras hidráulicas fijas	5-100 años
Centrales térmicas:	
- calderas y componentes auxiliares	3-59 años
- componentes de la turbina de gas	3-59 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	3-59 años
- otras obras hidráulicas fijas	3-62 años
Centrales nucleares	50 años
Plantas de energía geotérmica:	
- torres de refrigeración	20-25 años
- turbinas y generadores	25-30 años
- partes de la turbina en contacto con el fluido	10-25 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	20-40 años
Plantas de energía eólica:	
- torres	20-30 años
- turbinas y generadores	20-30 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	15-30 años
Plantas de energía solar:	
- maquinaria mecánica y eléctrica	20-30 años
Iluminación pública y artística:	
- instalaciones de alumbrado público	10-20 años
- instalaciones de iluminación artística	20 años
Líneas de transporte	12-50 años
Estaciones de transformación	20-55 años
Plantas de distribución:	
- líneas de alta tensión	10-60 años
- estaciones transformadoras primarias	5-55 años
- líneas de bajo y medio voltaje	5-50 años
Medidores:	
- medidores electromecánicos	3-34 años
- medición del balance eléctrico equipo	3-30 años
- medidores electrónicos	6-35 años

La vida útil de las mejoras de los arrendamientos se determina en función de la duración del arrendamiento o, si es menor, de la duración de los beneficios producidos por las propias mejoras.

Las tierras no se deprecian ya que tienen una vida útil indefinida.

Los activos reconocidos en Propiedad, planta y equipo se dan de baja cuando se dispone de ellos (es decir, en la fecha en que el receptor obtiene el control) o cuando no se espera ningún beneficio económico futuro de su uso o disposición. Toda ganancia o pérdida, reconocida a través de los resultados, se calcula como la diferencia entre el producto neto de la enajenación, determinado de acuerdo con los requisitos de precio de transacción de la NIIF 15, y el valor contable neto de los activos dados de baja.

Los bienes se entregarán de forma gratuita

Las plantas del Grupo incluyen activos que se entregarán gratuitamente al final de las concesiones. Se trata principalmente de grandes obras de desviación de agua y los terrenos públicos utilizados para el funcionamiento de las centrales térmicas.

Dentro del marco normativo italiano vigente hasta 2011, si las concesiones no se renuevan, en esas fechas toda la ingesta y obras de gobierno, compuertas, canales de salida y otros los bienes en tierras públicas debían ser cedidos gratuitamente al Estado en buenas condiciones de funcionamiento. En consecuencia, la depreciación sobre los bienes a entregar se calculó sobre la más corto del plazo de la concesión y el restante útil vida de los activos. A raíz de los cambios legislativos introducidos con la Ley 134 del 7 de agosto de 2012, los activos previamente clasificados como los bienes "que deben cederse gratuitamente" relacionados con las concesiones de desviación de agua hidroeléctrica se consideran ahora de la misma manera que otras categorías de "propiedad", planta y equipo" y, por lo tanto, se deprecian sobre la vida económica y técnica del activo (cuando ésta exceda la duración de la concesión), como se indica en el párrafo sobre el "Valor depreciable de ciertos elementos de la industria italiana centrales hidroeléctricas después de la promulgación de la Ley 134/2012", que está invitado a consultar para más detalles.

De acuerdo con las leyes españolas 29/1985 y 46/1999, la hidroeléctrica Las centrales eléctricas en territorio español operan bajo concesiones administrativas al final de las cuales las plantas ser devuelto al gobierno en buenas condiciones de funcionamiento.

Los términos de las concesiones se extienden hasta el 2067.

Un número de empresas de generación que operan en Argentina, El Brasil y México tienen concesiones administrativas con similares condiciones a las aplicadas en la concesión española sistema. Estas concesiones expirarán en 2088.

Las infraestructuras que sirven a una concesión

En cuanto a la distribución de electricidad, el Grupo es concesionario en Italia de este servicio. La concesión, otorgada por el Ministerio de Desarrollo Económico, fue emitida gratuitamente y termina el 31 de diciembre de 2030. Si la concesión no se renueva al expirar, el otorgante está obligado a pagar una indemnización. La cuantía de la indemnización se determinará por acuerdo de las partes mediante métodos de valoración adecuados, basados tanto en el valor de balance de los propios bienes como en su rentabilidad.

Para determinar la indemnización, dicha rentabilidad estará representada por el valor actual de las corrientes de efectivo futuras. La infraestructura que sirve a las concesiones es propiedad del concesionario y está a su disposición. Se reconoce en el epígrafe "Propiedad, planta y equipo y se deprecia a lo largo de la vida útil de los bienes.

Enel también opera con concesiones administrativas para la distribución de electricidad en otros países (incluidos España y Rumania). Estas concesiones dan derecho a construir y operar redes de distribución por un período de tiempo indefinido.

Infraestructuras en el ámbito de la "CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios"

En un acuerdo de concesión de servicios "de público a privado" en el ámbito de la "CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios", el operador actúa como proveedor de servicios y, de conformidad con las condiciones especificadas en el contrato, construye/mejora la infraestructura utilizada para prestar un servicio público y opera y mantiene esa infraestructura durante el período de la concesión.

El Grupo, en su calidad de operador, no contabiliza la infraestructura en el ámbito de la CINIIF 12 como propiedad, planta y equipo y reconoce y mide los ingresos de conformidad con la NIIF 15 por los servicios que presta. En particular, cuando el Grupo presta servicios de construcción o mejora, dependiendo de las características del acuerdo de concesión de servicios, reconoce:

> un activo financiero, si el Grupo tiene un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero del otorgante (o de un tercero por orden del otorgante), es decir, el otorgante tiene poca discreción para evitar el pago. En este caso, el otorgante garantiza contractualmente el pago al operador de cantidades especificadas o determinables o el déficit entre las cantidades recibidas de los usuarios del servicio público y las cantidades especificadas o determinables (definidas por el contrato), y esos pagos no dependen del uso de la infraestructura; y/o

> un activo intangible, si el Grupo recibe el derecho (una licencia) de cobrar a los usuarios del servicio público prestado. En tal caso, el operador no tiene un derecho incondicional a recibir dinero en efectivo porque las cantidades dependen de la medida en que el público utilice el servicio.

Si el Grupo (como operador) tiene un derecho contractual a recibir un activo intangible (un derecho a cobrar a los usuarios de un servicio público), los costos de los préstamos se capitalizan utilizando los criterios especificados en el párrafo "Propiedad, planta y equipo".

Sin embargo, en el caso de los servicios de construcción/actualización, ambos tipos de contraprestación se clasifican generalmente como un activo contractual durante el período de construcción/actualización.

Para más detalles sobre esa consideración, véase la nota 8.a "Ingresos por ventas y servicios".

Arrendamientos

El Grupo tiene Propiedad, planta y equipo para sus diversas actividades en virtud de contratos de arrendamiento. Al inicio de un contrato, el Grupo evalúa si un contrato es o contiene un arrendamiento. En el caso de los contratos celebrados o modificados a partir del 1 de enero de 2019, el Grupo ha aplicado la definición de arrendamiento según la NIIF 16, que se cumple si el contrato transmite el derecho a controlar el uso de un activo identificado durante un período de tiempo a cambio de una contraprestación.

Por el contrario, en el caso de los contratos celebrados antes del 1 de enero de 2019, el Grupo determinó si el acuerdo era o contenía un arrendamiento con arreglo a la CINIIF 4.

Grupo como un arrendatario

Al comienzo o en la modificación de un contrato que contiene un componente de arrendamiento y uno o más componentes adicionales de arrendamiento o no arrendamiento, el Grupo asigna la contraprestación del contrato a cada componente de arrendamiento sobre la base de sus precios relativos independientes.

El Grupo reconoce un activo con derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso).

El activo con derecho de uso representa el derecho del arrendatario a utilizar un activo subyacente durante el período de arrendamiento; se mide inicialmente al costo, que incluye el monto inicial de un pasivo por arrendamiento ajustado por los pagos de arrendamiento realizados en la fecha de inicio o antes de ésta, menos los incentivos de arrendamiento recibidos, más los costos directos iniciales incurridos y una estimación de los costos de desmantelamiento y remoción del activo subyacente y de restauración del activo subyacente o del sitio en que se encuentra.

Los activos con derecho de uso se deprecian posteriormente en un en línea recta durante el período más corto de la duración del contrato de arrendamiento y las vidas útiles estimadas de los bienes con derecho de uso, como se indica a continuación:

	Vida residual promedio (años)
Edificios	7
Derechos de tierra de las plantas de energía renovable	31
Vehículos y otros medios de transporte	5

Si la propiedad del activo subyacente arrendado se transfiere al Grupo al final del plazo del arrendamiento o si el costo del activo con derecho de uso refleja el ejercicio de una opción de

compra, la depreciación se calcula utilizando la vida útil estimada del activo subyacente.

Además, los activos con derecho de uso están sujetos a deterioro y se ajustan para cualquier nueva medición de las obligaciones de arrendamiento. En el párrafo "Deterioro de los activos no financieros" se dan más detalles sobre el deterioro. El pasivo por concepto de arrendamiento se mide inicialmente por el valor actual de los pagos de arrendamiento que deben efectuarse durante el plazo del arrendamiento. Para calcular el valor actual de las cuotas de arrendamiento, el Grupo utiliza el tipo de interés incremental del préstamo del arrendatario en la fecha de inicio del arrendamiento cuando el tipo de interés implícito en el mismo no es fácilmente determinable.

Las cuotas de arrendamiento variables que no dependen de un índice o una tasa se reconocen como gastos en el período en que se produce el evento o condición que desencadena el pago.

Después de la fecha de inicio, la obligación por concepto de arrendamiento se mide al costo amortizado utilizando el método del interés efectivo y se vuelve a medir cuando se producen determinados acontecimientos.

El Grupo aplica la exención del reconocimiento de los arrendamientos a corto plazo a sus contratos de arrendamiento que tienen un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos a partir de la fecha de inicio. También aplica la exención de reconocimiento de ue el reconocimiento de activos exención a los contratos de arrendamiento para los cuales el activo subyacente es de bajo valor cuyo monto se estima no material. Como ejemplo, el Grupo tiene arrendamientos de ciertas oficinas equipo (es decir, computadoras personales, impresión y fotocopiado máquinas) que se consideran de bajo valor. Los pagos de arrendamiento de se reconocen los arrendamientos a corto plazo y los arrendamientos de activos de bajo valor como gasto en línea recta durante el plazo del contrato de arrendamiento.

El Grupo presenta los activos con derecho de uso que no se ajustan a la definición de propiedad de inversión en "Propiedad, planta y equipo" y las obligaciones de arrendamiento en "Empréstitos".

De conformidad con los requisitos de la norma, el Grupo presenta por separado los gastos por intereses de las obligaciones por concepto de arrendamiento en "Otros gastos financieros" y el cargo por depreciación de los activos con derecho de uso en "Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro del valor".

Anteriormente, en cumplimiento de la NIC 17, el Grupo clasificaba como arrendamientos financieros los arrendamientos que transfieren al arrendatario sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo correspondiente. En este caso, los activos arrendados se reconocían al valor razonable y al valor actual de los pagos mínimos de arrendamiento adeudados, incluido el pago requerido para ejercer cualquier

opción de compra. Después del reconocimiento inicial, los bienes se amortizaron en función de su vida útil o, si el Grupo no estaba razonablemente seguro de adquirir los bienes al final del contrato de arrendamiento, en el plazo más corto entre el plazo de arrendamiento y la vida útil de los bienes. Los arrendamientos que no se ajustaban a la definición de arrendamiento financiero se clasificaban como arrendamientos operativos; los pagos efectuados en concepto de arrendamiento operativo se reconocían como un costo sobre una base lineal a lo largo del plazo de arrendamiento.

Grupo como arrendador

La contabilidad de los arrendadores con arreglo a la NIIF 16 no se modifica sustancialmente con respecto a la contabilidad con arreglo a la NIC 17.

Cuando el Grupo actúa como arrendador, determina en la fecha de inicio del arrendamiento si cada uno de los arrendamientos es un arrendamiento financiero o un arrendamiento operativo utilizando el mismo principio de clasificación según la NIC 17.

Si un contrato contiene componentes de arrendamiento y no de arrendamiento, el Grupo asigna la contraprestación en el contrato aplicando la NIIF 15.

El Grupo contabiliza los ingresos por alquiler derivados de los arrendamientos operativos de forma lineal a lo largo de las condiciones de arrendamiento y recapitula los ingresos como otros ingresos.

Propiedad de inversión

Las propiedades de inversión consisten en los bienes inmuebles del Grupo que se mantienen para obtener alquileres y/o para la revalorización del capital en lugar de utilizarlos en la producción o el suministro de bienes y servicios.

Las propiedades de inversión se miden al costo de adquisición menos cualquier depreciación acumulada y cualquier deterioro acumulado pérdidas.

Las propiedades de inversión, excluidas las tierras, se deprecian de forma lineal a lo largo de la vida útil de los activos correspondientes. Las pérdidas por deterioro se determinan sobre la base de los criterios que se describen a continuación.

El desglose del valor razonable de las inversiones inmobiliarias se detalla en la nota 47 "Activos valorados a valor razonable".

Las propiedades de inversión se dan de baja cuando se han transferido (es decir, en la fecha en que el receptor obtiene el control) o cuando se retira permanentemente de su uso y no tiene futuro. Se espera un beneficio económico de su eliminación. Cualquier ganancia o pérdida, reconocida a través de la ganancia o la pérdida, se calcula como la diferencia entre el producto neto de la enajenación, determinado de acuerdo con los requisitos

de precio de transacción de las NIIF 15, y el valor contable neto de los activos dados de baja.

Las transferencias se realizan a (o desde) las propiedades de inversión sólo cuando hay un cambio de uso.

Activos intangibles

Los activos intangibles son activos identificables sin sustancia física controlados por la entidad y capaces de generar beneficios económicos futuros. Se valoran al costo de adquisición o de desarrollo interno cuando es probable que el uso de esos activos genere beneficios económicos futuros y el costo correspondiente puede determinarse de manera fiable.

El costo incluye todos los gastos directamente atribuibles necesarios para que los activos estén listos para el uso previsto.

Los costos de desarrollo se reconocen como un activo intangible sólo cuando el Grupo pueda demostrar la viabilidad técnica de completar el activo intangible, su intención y capacidad de completar el desarrollo y de utilizar o vender el activo y la disponibilidad de recursos para completar el activo.

Los costos de investigación se reconocen como gastos.

Los activos intangibles con una vida útil finita se consignan netos de la amortización acumulada y de cualquier pérdida por deterioro del valor.

La amortización se calcula por el método de línea recta a lo largo de la vida útil estimada del artículo, que se reevalúa al menos una vez al año; cualquier cambio en las políticas de amortización se refleja sobre una base prospectiva. La amortización comienza cuando el activo está listo para su uso. En consecuencia, los activos intangibles que aún no están disponibles para su uso no se amortizan, sino que se someten a pruebas de deterioro al menos una vez al año.

Los activos intangibles del Grupo tienen una vida útil definida, con excepción de varias concesiones y el fondo de comercio.

Los activos intangibles con una vida útil indefinida no se amortizan, pero se someten a pruebas de deterioro anualmente.

La evaluación de la vida indefinida se revisa anualmente para determinar si la vida indefinida sigue siendo soportable. En caso contrario, el cambio de la vida útil de indefinida a finita se contabiliza como un cambio en la estimación contable.

Los activos intangibles se dan de baja en el momento de su enajenación (en la fecha en que el receptor obtiene el control) o cuando no se espera ningún beneficio económico futuro de su uso o enajenación. Toda ganancia o pérdida, reconocida a través de los resultados, se calcula como la diferencia entre la contraprestación neta recibida en la enajenación, determinada de conformidad con las disposiciones de la NIIF 15 relativas al precio de la

transacción, y el valor contable neto de los activos dados de baja.

La vida útil estimada de los principales activos intangibles, distinguiendo entre los activos generados internamente y los adquiridos, es la siguiente:

Costos de desarrollo:	
- generado internamente	2-26 años
- adquirido	3-26
años Patentes industriales y derechos de propiedad intelectual:	
- generado internamente	3-10 años
- adquirido	2-50 años
Concesiones, licencias, marcas y derechos similares:	
- generado internamente	20 años
- adquirido	1-40 años
Activos intangibles de los acuerdos de concesión de servicios:	
- generado internamente	-
- adquirido	5 años
Otros:	
- generado internamente	2-28 años
- adquirido	1-28 años

El Grupo también presenta en esta partida los costos capitalizados para obtener un contrato con un cliente dentro del ámbito de la NIIF 15.

El Grupo reconoce esos costos como un activo sólo si:

> los costos son incrementales, es decir, son directamente atribuibles a un contrato identificado y el Grupo no los habría incurrido si no se hubiera obtenido el contrato;

> el Grupo espera recuperarlos, a través de reembolsos (recuperabilidad directa) o del margen (recuperabilidad indirecta).

En particular, el Grupo suele capitalizar los honorarios y comisiones comerciales pagados a los agentes por esos contratos si el capital se cumplen los criterios de autorización. Los costos capitalizados de los contratos se amortizan de manera sistemática, de acuerdo con el patrón de transferencia de los bienes o servicios a los que se refieren, y se someten a pruebas de deterioro para identificar cualquier pérdida de valor en la medida en que el valor contable del activo reconocido supere el valor recuperable.

El Grupo amortiza los costes capitalizados del contrato de forma lineal a lo largo del período previsto de beneficio del contrato (es decir, el plazo medio de la relación con el cliente); cualquier cambio en las políticas de amortización se refleja de forma prospectiva.

El Grupo no incurre en gastos para cumplir un contrato que pueda ser capitalizado.

Goodwill

El goodwill surge en la adquisición de subsidiarias y representa el exceso del costo de adquisición, de cualquier participación no controladora y de cualquier participación

previamente mantenida en la fecha de adquisición el valor razonable de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la empresa adquirida. Después del reconocimiento inicial, el goodwill no se amortiza, sino que se comprueba su recuperabilidad al menos una vez al año utilizando los criterios descritos en el párrafo "Deterioro de los activos no financieros". A los efectos de pruebas de emparejamiento, se asigna el goodwill, de la adquisición fecha, a cada una de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) que se espera que se beneficie de las sinergias de la combinación.

El goodwill relacionado con las inversiones de capital en empresas asociadas y Las empresas mixtas se incluyen en su valor contable.

Deterioro de los activos no financieros

En cada fecha de presentación de informes, se examinan los activos no financieros para determinar si hay indicios de deterioro.

El fondo de comercio, los activos intangibles con una vida útil indefinida y los activos intangibles que aún no están disponibles para su uso se someten a pruebas de recuperabilidad anualmente o con mayor frecuencia si hay pruebas que indiquen que los activos pueden estar deteriorados.

Si existen tales pruebas, el monto recuperable de cualquier activo involucrado se estima sobre la base del uso del activo y su futura enajenación, de conformidad con el plan de negocios más reciente del Grupo. Para la estimación del monto recuperable, véase el párrafo "Utilización de estimaciones".

El importe recuperable se determina para un activo individual, a menos que el activo no genere entradas de efectivo que sean en gran medida independientes de las de otros activos o grupos de activos y, por lo tanto, se determina para la unidad generadora de efectivo (UGE) a la que pertenece el activo.

Si el valor contable de un activo o de una UGE a la que se asigna es superior a su valor recuperable, se reconoce una pérdida por deterioro en el resultado del ejercicio en la partida "Amortizaciones y pérdidas por deterioro".

Las pérdidas por deterioro del valor de las UGEs se imputan en primer lugar al valor contable de cualquier goodwill que se le atribuya y, a continuación, a los demás activos, en proporción a su valor contable.

Si dejan de existir los motivos de una pérdida por deterioro previamente reconocida, se restablece el valor contable del activo mediante beneficios o pérdidas, en la partida "Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro del valor", por un importe que no excederá del valor contable neto que habría tenido el activo si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro del valor y se hubiera realizado la

depreciación o la amortización. El valor original del goodwill no se restablece, aunque en los años siguientes ya no se den las razones del deterioro.

Si determinados activos específicos identificados propiedad del Grupo se ven afectados por condiciones económicas u operativas adversas que socavan su capacidad de contribuir a la generación de flujos de efectivo, pueden ser aislados del resto de los activos de la UGC, someterse a un análisis separado de su recuperabilidad y deteriorarse cuando sea necesario.

Inventarios

Las existencias se miden al costo y al valor neto realizable, el que sea más bajo, excepto las existencias que participan en actividades comerciales, que se miden al valor razonable con reconocimiento en las ganancias o las pérdidas. El costo se determina sobre la base del costo medio ponderado, que incluye los cargos accesorios correspondientes. El valor neto estimado de realización es el precio normal de venta estimado, descontando los costos de venta o, en su caso, el costo de reposición.

En el caso de la parte de las existencias destinada a liquidar las ventas ya realizadas, el valor neto realizable se determina sobre la base del importe establecido en el contrato de venta.

Los inventarios incluyen los certificados ambientales (certificados verdes, certificados de eficiencia energética y derechos de emisión de CO₂) que no se utilizaron para el cumplimiento en el período de que se informa. En lo que respecta a los derechos de emisión de CO₂, los inventarios se asignan entre la cartera de negociación y la cartera de cumplimiento, es decir, los que se utilizan para cumplir los requisitos de emisión de gases de efecto invernadero. Dentro de esta última, los derechos de emisión de CO₂ se asignan a subcarteras sobre la base del año de cumplimiento al que han sido asignados.

Los inventarios también incluyen las existencias de combustible nuclear, cuyo uso se determina sobre la base de la electricidad generada.

Los materiales y otros bienes fungibles (incluidos los productos energéticos) que se mantienen para su utilización en la producción no se contabilizan si se prevé que el producto final en el que se incorporarán se venderá a un precio suficiente para permitir la recuperación del costo incurrido.

Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros son cualquier contrato que dé lugar a un activo financiero de una entidad y a un pasivo financiero o un instrumento de capital de otra entidad; se reconocen y miden de conformidad con la NIC 32 y la NIIF 9. Un activo o pasivo financiero se reconoce en los estados financieros consolidados cuando, y sólo cuando, el Grupo se

convierte en parte de la disposición contractual del instrumento (fecha de negociación). Las cuentas a cobrar comerciales derivadas de contratos con clientes, en el ámbito de la NIIF 15, se valoran inicialmente a su precio de transacción (tal y como se define en la NIIF 15) si dichas cuentas a cobrar no contienen un componente de financiación significativo o cuando el Grupo aplica la conveniencia práctica permitida por la NIIF 15.

Por el contrario, el Grupo mide inicialmente los activos financieros distintos de las cuentas por cobrar mencionadas anteriormente a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero no a valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción.

Los activos financieros se clasifican, en el momento de su reconocimiento inicial, como activos financieros a coste amortizado, a valor razonable con otros ingresos integrales y a valor razonable con cambios en resultados, sobre la base tanto del modelo de negocio del Grupo como de las características contractuales de los flujos de caja del instrumento.

A tal efecto, la evaluación para determinar si el instrumento da lugar a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses (SPPI) sobre el principal pendiente de pago se denomina prueba SPPI y se realiza a nivel de instrumento.

El modelo de negocio del Grupo para la gestión de los activos financieros se refiere a la forma en que gestiona sus activos financieros con el fin de generar flujos de efectivo. El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo resultarán de la recaudación de flujos de efectivo contractuales, de la venta de los activos financieros o de ambas cosas.

A los efectos de su posterior valoración, los activos financieros se clasifican en cuatro categorías:

- > activos financieros medidos al costo amortizado (instrumentos de deuda);
- > activos financieros a valor razonable a través de otros ingresos integrales con reciclaje de las ganancias y pérdidas acumuladas (instrumentos de deuda);
- > activos financieros designados a valor razonable a través de otros ingresos integrales sin reciclaje de las ganancias y pérdidas acumuladas al momento de la baja (instrumentos de capital); y
- > activos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas.

Activos financieros medidos al costo amortizado

Esta categoría incluye principalmente cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y cuentas financieras por cobrar.

Los activos financieros al costo amortizado se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos financieros con el fin de cobrar flujos de efectivo contractuales y cuyas condiciones contractuales dan lugar, en fechas determinadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el principal pendiente de pago.

Esos activos se reconocen inicialmente a su valor razonable, ajustado por los costos de transacción, y posteriormente se

miden al costo amortizado utilizando el método del interés efectivo y están sujetos a deterioro.

Las ganancias y las pérdidas se reconocen en los resultados cuando el activo se da de baja, se modifica o se deteriora.

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados integrales (FVOCI) - Instrumentos de deuda

En esta categoría se incluyen principalmente los títulos de deuda cotizados que no están clasificados como mantenidos para su comercialización por la compañía de reaseguros del Grupo.

Los activos financieros a valor razonable a través de otro resultado global son activos que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto recogiendo las corrientes de efectivo contractuales y la venta de activos financieros y cuyas corrientes de efectivo contractuales dan lugar, en fechas determinadas, a corrientes de efectivo que son exclusivamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal sobresaliente.

Los cambios en el valor razonable de estos activos financieros se reconocen en otros ingresos generales, así como en las provisiones para pérdidas que no reducen el valor contable de los activos financieros.

Cuando se da de baja un activo financiero (por ejemplo, en el momento de venta), las ganancias y pérdidas acumuladas reconocidas anteriormente en el patrimonio (excepto el deterioro y las ganancias por cambio de divisas y las pérdidas que deben reconocerse en el resultado) se revierten a la ...la declaración de ingresos.

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados integrales (FVOCI) - Instrumentos de capital

Esta categoría incluye principalmente las inversiones de capital en entidades no cotizadas designadas irrevocablemente como tales en el momento del reconocimiento inicial. Las ganancias y las pérdidas de estos activos financieros nunca se reciclan en ganancias o pérdidas. El Grupo puede transferir la ganancia o pérdida acumulada dentro del capital social.

Los instrumentos de capital designados a valor razonable a través de otro resultado integral no están sujetos a evaluación de deterioro.

Los dividendos de esas inversiones se reconocen en el resultado, a menos que representen claramente la recuperación de una parte del costo de la inversión.

Activos financieros a valor razonable con cambios en ganancias o pérdidas

Esta categoría incluye principalmente: valores, inversiones de capital en otras entidades, inversiones financieras en fondos destinados a la negociación y activos financieros designados a valor razonable con cambios en las ganancias o pérdidas en el momento del reconocimiento inicial.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son:

> activos financieros con flujos de efectivo que no son exclusivamente de pago de capital e intereses, independientemente del modelo de negocio;

> activos financieros mantenidos para su comercialización porque se han adquirido o curado principalmente con el fin de vender o recomprar a corto plazo;

> instrumentos de deuda designados en el momento del reconocimiento inicial, según la opción permitida por la NIIF 9 (opción de valor razonable) si al hacerlo se elimina, o se reduce significativamente, un desajuste contable;

> derivados, incluidos los derivados incorporados separados, mantenidos para su comercialización o no designados como instrumentos de cobertura efectivos.

Esos activos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable, y las ganancias y pérdidas subsiguientes por cambios en su valor razonable se reconocen a través de las ganancias o las pérdidas.

En esta categoría se incluyen también las inversiones de capital cotizadas que el Grupo no había decidido irrevocablemente clasificar a valor razonable a través de otros ingresos generales. Dividendos de las inversiones de capital cotizadas Las inversiones de la empresa también se reconocen como otros ingresos en el estado de ganancias o pérdidas cuando el derecho de pago ha sido establecido.

Los activos financieros que califican como contraprestación contingente también se miden al valor razonable con ganancias o pérdidas.

Deterioro de los activos financieros

Al final de cada fecha de presentación de informes, el Grupo reconoce una provisión para pérdidas por créditos previstos en cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros medidos al costo amortizado, instrumentos de deuda medidos al valor razonable a través de otros ingresos generales, activos contractuales y todos los demás activos del alcance.

En cumplimiento de la NIIF 9, a partir del 1 de enero de 2018, el Grupo adoptó un nuevo modelo de deterioro basado en la determinación de las pérdidas crediticias esperadas (ECL) utilizando un enfoque prospectivo. En esencia, el modelo prevé:

> la aplicación de un marco único para todos los conjuntos financieros;

> el reconocimiento de las pérdidas crediticias esperadas en un y la actualización de la cuantía de esas pérdidas a al final de cada período de presentación de informes, reflejando los cambios en el riesgo crediticio del instrumento financiero;

> la medición de las pérdidas previstas sobre la base de información fiable, obtenible sin costos indebidos, acerca de los acontecimientos pasados, las condiciones actuales y las provisiones de las condiciones futuras.

En el caso de las cuentas por cobrar comerciales, los activos de contratos y las cuentas por cobrar de arrendamientos, incluidas las que tienen un componente financiero importante, el Grupo adopta el enfoque simplificado, determinando las pérdidas de crédito previstas a lo largo de un período correspondiente a la totalidad de la vida de la cuenta por cobrar, generalmente igual a 12 meses.

Para todos los activos financieros que no sean cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar de arrendamientos, el Grupo aplica el enfoque general de la NIIF 9, basado en la evaluación de un aumento significativo del riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial. Con arreglo a ese enfoque, se reconoce una reserva para pérdidas en los activos financieros por valor de una cantidad igual a las pérdidas crediticias previstas durante toda la vida, si el riesgo crediticio de esos activos financieros ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial, considerando toda la información razonable y de apoyo, incluidas también las aportaciones de carácter prospectivo.

Si en la fecha de presentación de informes el riesgo crediticio de los activos financieros no ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial, el Grupo mide la reserva para pérdidas de esos activos financieros por un monto equivalente a las pérdidas crediticias previstas para 12 meses.

En el caso de los activos financieros para los que se ha reconocido una reserva para pérdidas igual a las pérdidas crediticias previstas para toda la vida en la fecha de presentación de informes anterior, el Grupo mide la reserva para pérdidas por un monto igual a las pérdidas crediticias previstas para 12 meses cuando ya no se cumple un aumento significativo en la condición de riesgo crediticio.

El Grupo reconoce en el resultado del ejercicio, como pérdida o ganancia por deterioro, el importe de las pérdidas crediticias esperadas (o su reversión) que se requiere para ajustar la provisión para pérdidas en la fecha de presentación al importe que se requiere reconocer de acuerdo con la NIIF 9.

El Grupo aplica la exención por riesgo crediticio bajo, evitando el reconocimiento de provisiones para pérdidas por un importe igual a las pérdidas crediticias esperadas en toda la vida debido a un aumento significativo del riesgo crediticio de la deuda valores a valor razonable a través de otros ingresos integrales, cuya contraparte tiene una fuerte capacidad financiera para cumplir sus obligaciones contractuales de flujo de efectivo (por ejemplo, grado de inversión).

Efectivo y equivalentes de efectivo

En esta categoría se incluyen los depósitos disponibles a la vista o a muy corto plazo, así como las inversiones financieras líquidas a muy corto plazo que son fácilmente convertibles en

una cantidad conocida de efectivo y que están sujetas a un riesgo insignificante de cambios de valor.

Además, a los efectos del estado de las corrientes de efectivo consolidado, el efectivo y los equivalentes de efectivo no incluyen los sobregiros bancarios al final del período.

Pasivos financieros al costo amortizado

En esta categoría se incluyen principalmente los préstamos, las deudas comerciales, los arrendamientos financieros y los instrumentos de deuda.

Los pasivos financieros, distintos de los derivados, se reconocen cuando el Grupo pasa a ser parte en las cláusulas contractuales del instrumento y se miden inicialmente a su valor razonable ajustado por los costos de transacción directamente atribuibles. Posteriormente, los pasivos financieros se miden al costo amortizado utilizando el método del tipo de interés efectivo.

Pasivos financieros al valor razonable con cambios en ganancias o las pérdidas

Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados incluyen los pasivos financieros mantenidos para operaciones comerciales y los pasivos financieros designados en el momento del reconocimiento inicial como al valor razonable con cambios en resultados.

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se incurren con el propósito de volver a comprarlos a corto plazo. En esta categoría se incluyen también los instrumentos financieros derivados suscritos por el Grupo que no se designan como instrumentos de cobertura en las relaciones de cobertura, tal como se define en la NIIF 9. Los derivados implícitos separados también se clasifican como a valor razonable con cambios en resultados, a menos que se designen como efectivos instrumentos de cobertura.

Las ganancias o pérdidas de los pasivos a valor razonable por ganancias o pérdidas se reconocen a través de las ganancias o pérdidas.

Los pasivos financieros designados en el momento del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados se designan en la fecha de reconocimiento inicial, sólo si se cumplen los criterios de la NIIF 9.

En este caso, la parte del cambio en el valor razonable atribuible al riesgo de crédito propio se reconoce en otro resultado global.

El Grupo no ha designado ningún pasivo financiero como a valor razonable con cambios en resultados, en el momento del reconocimiento inicial.

Los pasivos financieros que califican como contraprestación contingente también se miden al valor razonable con cambios en resultados.

Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja cuando se cumple una de las siguientes condiciones:

- > el derecho contractual a recibir las corrientes de efectivo asociadas al activo expira;
- > el Grupo ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios asociados al activo, transfiriendo sus derechos a recibir los flujos de efectivo del activo o asumiendo una obligación contractual de pagar dichos flujos de efectivo a uno o más beneficiarios en virtud de un contrato que cumple los requisitos establecidos por la NIIF 9 (la "prueba de paso");
- > el Grupo no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios asociados al activo, pero ha transferido el control sobre el mismo.

Los pasivos financieros se dan de baja cuando se extinguen, es decir, cuando se ha cumplido, cancelado o expirado la obligación contractual.

Cuando un pasivo financiero existente es sustituido por otro del mismo prestamista en condiciones sustancialmente diferentes, o cuando se modifican sustancialmente las condiciones de un pasivo existente, ese intercambio o modificación se trata como la baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los respectivos valores contables se reconoce en el resultado o pérdida.

Instrumentos financieros derivados

Un derivado es un instrumento financiero u otro contrato:

- > cuyo valor cambia en respuesta a las variaciones de una variable subyacente, como un tipo de interés, un precio de un producto básico o de un título, un tipo de cambio, un índice de precios o de tasas, una calificación de cuentas por cobrar u otra variable;
- > que no requiere una inversión inicial neta, o una que es menor que la que se requeriría para un contrato con una respuesta similar a los cambios en los factores del mercado; > que se liquida en una fecha futura.

Los instrumentos derivados se clasifican como activos o pasivos financieros en función del valor razonable positivo o negativo y se clasifican como "mantenidos para su negociación" dentro de "Otros modelos de negocio" y se miden al valor razonable con pérdidas o ganancias, excepto los designados como instrumentos de cobertura eficaces.

Para más detalles sobre la contabilidad de cobertura, véase la nota 46 "Derivados y contabilidad de cobertura".

Todos los derivados mantenidos para su comercialización se clasifican como activos o pasivos corrientes.

Los derivados no mantenidos con fines de negociación, pero medidos a valor razonable con cambios en resultados, ya que no cumplen los requisitos para la contabilidad de cobertura, y los derivados designados como instrumentos de cobertura efectiva se clasifican como corrientes o no corrientes en función de su fecha de vencimiento y de la intención del Grupo de mantener el instrumento financiero hasta su vencimiento o no.

Derivados implícitos

Un derivado incorporado es un derivado incluido en un contrato "combinado" (el llamado "instrumento híbrido") que contiene otro contrato no derivado (el llamado contrato anfitrión) y da lugar a algunos o todos los flujos de efectivo del contrato combinado.

Los principales contratos del Grupo que pueden contener derivados incorporados son contratos de compra o venta de elementos no financieros con cláusulas u opciones que afectan al precio, volumen o vencimiento del contrato.

Un derivado implícito en un contrato híbrido que contiene un activo financiero huésped no se contabiliza por separado. El huésped del activo financiero junto con el derivado incorporado debe clasificarse en su totalidad como un activo financiero a valor razonable con pérdidas o ganancias.

Los contratos que no representan instrumentos financieros que deban medirse a valor razonable se analizan para identificar los derivados incorporados, que deben separarse y medirse a valor justo. Este análisis se realiza cuando el Grupo se convierte en parte en el contrato o cuando el contrato se renegocia en un que cambia significativamente las corrientes de efectivo asociadas originales.

Los derivados incorporados se separan del contrato anfitrión y se contabilizan como derivados cuando:

- > el contrato anfitrión no es un instrumento financiero medido a valor razonable a través de ganancias o pérdidas;
- > los riesgos económicos y las características del derivado implícito no están estrechamente relacionados con los del contrato principal;
- > un contrato separado con los mismos términos que el derivado implícito cumpliría con la definición de un derivado.

Los derivados implícitos que están separados del contrato anfitrión se reconocen en los Estados financieros consolidados a valor razonable con los cambios reconocidos en las ganancias o pérdidas (excepto cuando el derivado incorporado forma parte de una cobertura designada relación).

Contratos de compra o venta de artículos no financieros

En general, los contratos de compra o venta de artículos no financieros que se celebran y se mantienen para su recepción o entrega de conformidad con los requisitos normales previstos de compra, venta o uso del Grupo quedan fuera del ámbito de aplicación de la NIIF 9 y luego se reconocen como contratos ejecutivos, de acuerdo con la "exención para uso propio".

Esos contratos se reconocen como derivados y, en consecuencia, a valor razonable con cambios en resultados sólo si:

- > pueden ser liquidados en efectivo neto; y
- > no se inscriben de acuerdo con el Grupo de requisitos de compra, venta o uso previstos.

Un contrato de compra o venta de artículos no financieros se

clasifica como "compra o venta normal" si se celebra:

- > con el propósito de la entrega física;
- > de conformidad con los requisitos previstos de compra, venta o utilización de la entidad.

El Grupo analiza todos los contratos de compra o venta de activos no financieros, con especial atención a las compras y ventas a plazo de electricidad y productos energéticos, para determinar si se clasificarán y tratarán de acuerdo con la NIIF 9 o si se han celebrado para "uso propio".

Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa los activos y pasivos financieros cuando:

- > exista un derecho legalmente exigible de compensar las cantidades reconocidas; y
- > existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Hiperinflación

En una economía hiperinflacionaria, el Grupo ajusta las partidas no monetarias, el capital social y las partidas derivadas de los contratos indexados hasta el límite del valor recuperable, utilizando un índice de precios que refleja los cambios en el poder adquisitivo general.

Los efectos de la aplicación inicial se reconocen en el patrimonio neto de los efectos fiscales. Por el contrario, durante el período hiperinflacionario (hasta que cesa), el resultado (ganancia o pérdida) de los ajustes se reconoce en el resultado y se revela por separado en los ingresos y gastos financieros.

A partir de 2018, esta norma se aplica a las transacciones del Grupo en Argentina, cuya economía ha sido declarada hiperinflacionaria desde el 1 de julio de 2018.

Activos no corrientes (o grupos de enajenación) clasificados como mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas

Los activos no corrientes (o grupos de enajenación) se clasifican como mantenidos para la venta si su valor contable se recuperará principalmente a través de una transacción de venta, en lugar de mediante el uso continuado. Este criterio de clasificación sólo es aplicable cuando los activos no corrientes (o grupos de enajenación) están disponibles en su condición actual para su venta inmediata y la venta es altamente probable.

Si el Grupo está comprometido con un plan de venta que implique la pérdida de control de una filial y se cumplen los requisitos previstos en la NIIF 5, todos los activos y pasivos de esa filial se clasifican como mantenidos para la venta cuando se cumplen los criterios de clasificación, independientemente de si el Grupo conservará una participación no controladora en su antigua filial después de la venta.

El Grupo aplica estos criterios de clasificación según lo previsto en la NIIF 5 a una inversión, o a una parte de una inversión, en una asociada o en un joint venture. Cualquier porción retenida de una inversión en una asociada o un joint venture que no haya sido clasificada como mantenida para la venta se contabiliza utilizando el método de la participación hasta que la enajenación de la porción que se clasifica como mantenida para la venta toma lugar.

Los activos no corrientes (o grupos de enajenación) y los pasivos de los grupos de enajenación clasificados como mantenidos para la venta se presentan por separado de otros activos y pasivos en el balance.

Las cantidades presentadas para los activos no corrientes o para los activos y pasivos de los grupos de enajenación de bienes clasificados como mantenidos para la venta no se reclasifican ni se vuelven a presentar para los períodos anteriores presentados.

Inmediatamente antes de la clasificación inicial de no corriente como conjuntos (o grupos de enajenación) como mantenidos para la venta, los valores en libros de dichos bienes (o grupos de enajenación) se miden de acuerdo con las NIIF/NIC aplicables a los activos o pasivos específicos.

Los activos no corrientes (o grupos de enajenación) clasificados como mantenidos para venta se miden por el valor más bajo de su valor contable y valor justo menos los costos de venta. Las pérdidas por deterioro de cualquier o la subsiguiente amortización de los bienes (o grupos de enajenación) al valor justo menos los costos de venta y las ganancias por sus reversiones son incluido en las ganancias o pérdidas de las operaciones continuas.

Los activos no corrientes no se amortizan mientras se clasifican como mantenidos para la venta o mientras forman parte de un grupo de enajenación clasificado como mantenido para la venta.

Si dejan de cumplirse los criterios de clasificación, el Grupo deja de clasificar los activos no corrientes (o grupo de enajenación) como mantenidos para la venta. En ese caso se miden al menor de los dos:

- > el valor contable antes de que el activo (o grupo de enajenación) se clasificara como mantenido para la venta, ajustado por cualquier depreciación acción, amortización o revaluaciones que se habrían reconocido si el activo (o grupo de enajenación) no se hubiera clasificado como mantenido para la venta; y
- > la cantidad recuperable, que es igual al mayor entre su valor razonable neto de los costos de enajenación y su valor en uso, calculado en la fecha de la decisión posterior de no vender.

Todo ajuste del valor contable de un activo no corriente que deje de clasificarse como mantenido para la venta se incluye en el resultado de las operaciones continuas.

Una operación discontinua es un componente del Grupo que se ha enajenado o se clasifica como mantenido para la venta, y:

- > representa una línea principal separada de negocio o área geográfica de operaciones;
 - > forma parte de un único plan coordinado para enajenar una importante línea comercial o zona geográfica de operaciones separada; o
 - > es una filial adquirida exclusivamente con vistas a su reventa.
- El Grupo presenta, en una partida separada de la cuenta de resultados, un importe único que comprende el total de:
- > el resultado después de impuestos de las operaciones discontinuadas; y
 - > la ganancia o pérdida después de impuestos reconocida en la medición a valor razonable menos los costos de venta o en la enajenación de los activos o grupos de enajenación que constituyen la operación discontinuada.

La cantidad correspondiente se vuelve a presentar en la cuenta de resultados de ejercicios anteriores presentados en los estados financieros, de modo que la información se refiere a todas las operaciones que se han dejado de realizar al final del ejercicio en curso. Si el Grupo deja de clasificar un componente como mantenido para la venta, los resultados del componente anteriormente presentado en las operaciones discontinuadas se reclasifican e incluyen en los ingresos de las operaciones continuas de todos los períodos presentados.

Certificados ambientales

Algunas empresas del Grupo se ven afectadas por la normativa nacional que rige los certificados verdes y los certificados de eficiencia energética (los llamados certificados blancos), así como por el "Sistema de Comercio de Emisiones" europeo.

Los certificados verdes, que ahora sólo existen fuera de Italia, acumulados en proporción a la electricidad generada por plantas de energía renovable y los certificados de eficiencia energética acumulados en proporción a los ahorros de energía logrados que hayan sido certificados por la autoridad competente se tratan como subvenciones de funcionamiento no monetarias del gobierno y se reconocen a su valor justo, en otros ingresos de explotación, con reconocimiento de un activo en otros activos no financieros, si los certificados aún no se han acreditado en la cuenta de propiedad, o en inventarios, si los certificados ya se han acreditado en esa cuenta.

En el momento en que los certificados se acreditan en la cuenta de propiedad, se reclasifican de otros activos a las existencias.

Los ingresos procedentes de la venta de esos certificados se reconocen en virtud de los ingresos de los contratos con los clientes, con la correspondiente disminución de las existencias.

A los efectos de contabilizar los gastos derivados de las exigencias reglamentarias relativas a los certificados verdes, los certificados de eficiencia energética y los derechos de emisión de CO₂, el Grupo utiliza el "enfoque del pasivo neto".

En virtud de esta política contable, los certificados medioambientales recibidos gratuitamente y los autoproducidos como resultado de las operaciones del Grupo que se utilizarán con fines de cumplimiento se reconocen a su valor nominal (cero). Además, los gastos incurridos por la obtención (en el mercado o en alguna otra transacción a título oneroso) de cualquier certificado que falte para cumplir los requisitos de cumplimiento en el período de que se informa se reconocen en los resultados sobre la base de los valores devengados en otros gastos de funcionamiento, ya que representan "gastos del sistema" resultantes del cumplimiento de un requisito reglamentario.

Beneficios para los empleados

Las obligaciones relacionadas con las prestaciones pagadas a los empleados en el momento de su cese en el empleo o después de éste en relación con los planes de prestaciones definidas u otras prestaciones a largo plazo acumuladas durante el período de empleo se determinan por separado para cada plan, utilizando hipótesis actuariales para estimar la cuantía de las prestaciones futuras que los empleados han acumulado a la fecha del balance (el método de la unidad de crédito proyectada). Más concretamente, el valor actual de la obligación por prestaciones definidas se calcula utilizando un tipo de descuento determinado sobre la base de los rendimientos del mercado al final del período de que se informa sobre los bonos de empresas de alta calidad. Si no existe un mercado profundo para los bonos corporativos de alta calidad en la moneda en la que el bono está denominado, el se utiliza el rendimiento correspondiente de los valores del gobierno.

El pasivo se reconoce sobre la base de los valores devengados a lo largo del período de adquisición de los derechos conexos. Estas evaluaciones son realizadas por actuarios independientes.

Si el valor de los activos del plan excede el valor actual de la obligación conexas en materia de prestaciones definidas, el excedente (hasta el límite de cualquier tope) se reconoce como activo.

En lo que respecta a las obligaciones/(activos) de los planes de prestaciones definidas, las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas de los actuarial de los pasivos, el rendimiento de los activos del plan (neto de los ingresos por intereses asociados) y el efecto del límite máximo de los activos (neto de los ingresos por intereses asociados) se reconocen en otros ingresos generales cuando se producen. En el caso de otras prestaciones a largo plazo, las ganancias y pérdidas actuariales conexas se reconocen en los resultados.

En caso de que se modifique un plan de prestaciones definidas existente o se introduzca un nuevo plan, todo costo de los servicios pasados se reconoce inmediatamente en los resultados.

Los empleados también están inscritos en planes de contribuciones definidas en virtud de los cuales el Grupo paga contribuciones fijas a una entidad separada (un fondo) y no tiene ninguna obligación legal o implícita de pagar contribuciones adicionales si el fondo no tiene suficientes activos para pagar todas las prestaciones a los empleados relacionadas con los servicios prestados en el período actual y en los anteriores. Esos planes suelen tener por objeto complementar las prestaciones de pensiones debidas a los empleados después de la separación del servicio. Los gastos conexos se contabilizan en el estado de ingresos sobre la base de la cantidad de contribuciones pagadas en el período.

Beneficios de la terminación

Las obligaciones por concepto de prestaciones debidas a los empleados por la terminación anticipada de la relación laboral, tanto por decisión del Grupo como por la decisión de un empleado de aceptar el despido voluntario a cambio de esas prestaciones, se reconocen en la primera de las siguientes fechas:

- > cuando la entidad ya no puede retirar su oferta de prestaciones; y
- > cuando la entidad reconoce un costo por una reestructuración que está dentro del alcance de la NIC 37 e implica el pago de indemnizaciones por cese.

El pasivo se mide en función de la naturaleza de las prestaciones a los empleados. Más concretamente, cuando las prestaciones representan una mejora de otras prestaciones posteriores al empleo, el pasivo asociado se mide de acuerdo con las normas que rigen ese tipo de prestaciones. De lo contrario, si se prevé que las prestaciones por terminación del contrato adeudadas a los empleados se liquiden en su totalidad antes de los 12 meses posteriores al final del período anual de presentación de informes, la entidad mide el pasivo de conformidad con los requisitos de las prestaciones a corto plazo para los empleados; si no se prevé que se liquiden en su totalidad antes de los 12 meses posteriores al final del período anual de presentación de informes, la entidad mide el pasivo de conformidad con los requisitos de otras prestaciones a largo plazo para los empleados.

Provisiones para riesgos y gastos

Las provisiones se reconocen cuando existe una obligación jurídica o implícita como resultado de un hecho pasado al final del período de que se informa, cuya liquidación se espera que dé lugar a una salida de recursos cuya cuantía puede estimarse de manera fiable.

Cuando las repercusiones son importantes, los devengos se determinan descontando las corrientes de efectivo futuras previstas utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje la evaluación actual del mercado del valor temporal del dinero y, si procede, los riesgos específicos del pasivo.

Si se descuenta la provisión, el ajuste periódico del valor actual por el factor tiempo se reconoce como un gasto financiero.

Cuando el Grupo espera que se reembolse una parte o la totalidad de una provisión, el reembolso se reconoce como un activo separado, pero sólo cuando el reembolso es prácticamente seguro.

Cuando el pasivo se relaciona con el desmantelamiento y/o la restauración del emplazamiento con respecto a Propiedad, planta y equipo, el reconocimiento inicial de la provisión se hace contra el activo correspondiente y el gasto se reconoce entonces en el resultado a través de la depreciación del activo en cuestión.

Cuando el pasivo se refiere al tratamiento y almacenamiento de desechos nucleares y otros materiales radiactivos, la provisión se reconoce con cargo a los gastos de funcionamiento conexos. Las provisiones no incluyen el pasivo por tratamientos inciertos del impuesto sobre la renta que se reconocen como pasivo fiscal.

El Grupo podría proporcionar una garantía en relación con la venta de un producto (ya sea un bien o un servicio) de contratos con clientes en el ámbito de la NIIF 15, de conformidad con el contrato, la ley o sus prácticas comerciales habituales. En este caso, el Grupo evalúa si la garantía proporciona al cliente la seguridad de que el producto relacionado funcionará como las partes pretenden porque cumple con las especificaciones acordadas o si la garantía proporciona al cliente un servicio además de la seguridad de que el producto cumple con las especificaciones acordadas.

Después de la evaluación, si el Grupo establece que se proporciona una garantía de garantía, reconoce una responsabilidad de garantía separada y el gasto correspondiente cuando se transfiere el producto al cliente, como costos adicionales del suministro de bienes o servicios, sin atribuir nada del precio de la transacción (y por lo tanto de los ingresos) a la garantía. La responsabilidad se mide y se presenta como una provisión.

En caso contrario, si el Grupo determina que se presta una garantía de servicio, contabiliza la garantía prometida como una obligación de cumplimiento de conformidad con la NIIF 15, reconociendo el pasivo del contrato como ingreso durante el período en que se presta el servicio de garantía y los costos asociados a medida que se incurren. Por último, si la garantía incluye tanto un elemento de garantía como un elemento de servicio y el Grupo no puede razonablemente contabilizarlos por separado, entonces contabiliza ambas garantías conjuntamente como una única obligación de cumplimiento.

En el caso de contratos en los que los costes inevitables del cumplimiento de las obligaciones del contrato superan los beneficios económicos que se espera recibir del mismo (contratos onerosos), el Grupo reconoce una provisión como el menor de los costes de cumplimiento de la obligación que superen los beneficios económicos que se espera recibir del contrato y cualquier compensación o penalización derivada del

incumplimiento del mismo.

Los cambios en las estimaciones de los devengos de la provisión se reconocen en la cuenta de resultados en el período en que se producen, con excepción de los costes de desmantelamiento, desmantelamiento y/o restauración derivados de cambios en el calendario y los costes necesarios para extinguir la obligación o de un cambio en el tipo de descuento. Estos cambios aumentan o disminuyen el valor de los bienes conexos y se llevan a la cuenta de resultados por medio de la depreciación. Donde aumentan el valor de los bienes, también se determina si el nuevo valor contable de los bienes es totalmente recuperable. Si no es así, se reconoce en la cuenta de resultados una pérdida equivalente al importe irrecuperable.

Las disminuciones en las estimaciones se reconocen hasta el valor contable de los activos. Todo exceso se reconoce inmediatamente en la cuenta de resultados.

Para obtener más información sobre los criterios de estimación adoptados para determinar las provisiones para el desmantelamiento y/o la restauración de los bienes de propiedad, planta y equipo, especialmente los relacionados con las centrales nucleares, véase el párrafo "Utilización de las estimaciones".

Los ingresos de los contratos con los clientes

El Grupo reconoce los ingresos procedentes de los contratos con los clientes con el fin de representar la transferencia de los bienes o servicios prometidos a los clientes por un importe que refleja la contraprestación a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de dichos bienes o servicios.

El Grupo aplica este principio básico utilizando un modelo de cinco pasos:

> identificar el contrato con el cliente (paso 1).

El Grupo aplica la NIIF 15 a los contratos con clientes en el alcance de la norma cuando el contrato es legalmente exigible y se cumplen todos los criterios previstos para el paso 1.

Si no se cumplen los criterios, cualquier consideración recibida de el cliente es generalmente reconocido como un avance;

> identificar las obligaciones de cumplimiento del contrato (paso 2).

El Grupo identifica todos los bienes o servicios prometidos en el contrato, separándolos en obligaciones de cumplimiento para contabilizarlos por separado si son ambos: susceptibles de ser distintos y diferenciados en el contexto del contrato.

Como excepción, el Grupo contabiliza como una sola obligación de cumplimiento una serie de bienes o servicios distintos que son sustancialmente los mismos y que tienen el mismo patrón de transferencia al cliente a lo largo del tiempo.

Al evaluar la existencia y la naturaleza de las obligaciones de cumplimiento, el Grupo considera todas las características del contrato como se mencionan en el paso 1.

Para cada uno de los distintos bienes o servicios identificados,

el Grupo determina si actúa como principal o agente, respectivamente, si controla o no el bien o servicio especificado que se promete al cliente antes de que se transfiera su control al cliente. Cuando el Grupo actúa como agente, reconoce los ingresos sobre una base neta, correspondientes a cualquier cuota o comisión a la que espera tener derecho;

> determinar el precio de la transacción (paso 3).

El precio de la transacción representa el importe de la contraprestación a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de la transferencia de bienes o servicios a un cliente, excluyendo las cantidades cobradas en nombre de terceros (por ejemplo, algunos impuestos sobre la venta e impuestos sobre el valor añadido).

El Grupo determina el precio de la transacción al inicio del contrato y lo actualiza en cada período de presentación de informes por cualquier cambio en las circunstancias.

Cuando el Grupo determina el precio de la transacción, considera si el precio de la transacción incluye una contraprestación variable, una contraprestación no monetaria recibida de un cliente, una contraprestación pagadera a un cliente y un componente de financiación significativo;

> asignar el precio de la transacción (paso 4).

El Grupo asigna el precio de la transacción al inicio del contrato a cada una de las obligaciones de ejecución para representar la cantidad de consideración a la que el Grupo espera ser con derecho a cambio de la transferencia de los bienes prometidos o servicios.

Cuando el contrato incluye una opción del cliente para adquirir bienes o servicios adicionales que representa un derecho material, el Grupo asigna el precio de la transacción a esta obligación de cumplimiento (es decir, la opción) y difiere los ingresos relativos hasta que se transfieran esos bienes o servicios futuros o hasta que expire la opción.

El Grupo generalmente asigna el precio de la transacción sobre la base del precio de venta relativo y autónomo de cada bien o servicio distinto prometido en el contrato (es decir, el precio al que el Grupo vendería ese bien o servicio por separado al cliente);

> reconocer los ingresos (paso 5).

El Grupo reconoce los ingresos cuando (o como) cada obligación de cumplimiento se satisface transfiriendo el bien o servicio prometido al cliente, que es cuando el cliente obtiene el control del bien o servicio.

Como primer paso, el Grupo determina si se cumple uno de los criterios de las horas extraordinarias.

Por cada obligación de cumplimiento satisfecha a lo largo del tiempo, el Grupo reconoce los ingresos a lo largo del tiempo midiendo el progreso hacia el cumplimiento completo de esa obligación de cumplimiento utilizando un método de salida o un método de entrada y aplica un método único de medición del progreso desde el inicio del contrato hasta el cumplimiento completo y a obligaciones de cumplimiento

similares y en circunstancias similares.

Cuando el Grupo no puede medir razonablemente el progreso, reconoce los ingresos sólo en la medida en que los costes incurridos se consideren recuperables.

Si la obligación de cumplimiento no se satisface a lo largo del tiempo, el Grupo determina el momento en que el cliente obtiene el control, considerando si los indicadores de la transferencia de control indican colectivamente que el cliente ha obtenido el control.

Según el tipo de transacción, a continuación, se resumen los criterios generales utilizados en la NIIF 15:

- los ingresos por la venta de bienes se reconocen en el momento en que el cliente obtiene el control de los bienes si el Grupo considera que la venta de bienes se satisface en un momento dado;
- Los ingresos procedentes de la prestación de servicios se reconocen sobre la base de los progresos realizados en la satisfacción completa de la obligación de desempeño medida con un método apropiado que represente mejor este progreso si el Grupo considera que la obligación de desempeño se satisface a lo largo del tiempo. El método del costo incurrido (método de costo a costo) se considera apropiado para medir los progresos, excepto cuando un análisis específico del contrato sugiere el uso de un método alternativo, que represente mejor la obligación de desempeño del Grupo cumplida en la fecha de presentación de informes.

El Grupo no revela la información sobre las obligaciones de rendimiento restantes en los contratos existentes si la obligación de rendimiento forma parte de un contrato que tiene una duración original prevista de un año o menos y si el Grupo reconoce los ingresos por el importe al que tiene derecho a facturar al cliente.

En el párrafo "Sentencias de la Dirección" y en la nota 8.a "Ingresos por ventas y servicios" se proporcionan más detalles sobre la aplicación de este modelo de reconocimiento de ingresos.

Si el Grupo realiza una cesión de bienes o servicios a un cliente antes de que éste pague la contraprestación o antes del vencimiento del pago, reconoce un activo contractual relativo al derecho a la contraprestación a cambio de los bienes o servicios cedidos al cliente.

Si un cliente paga una contraprestación antes de que el Grupo transfiera los bienes o servicios al cliente, el Grupo reconoce un pasivo contractual cuando se realiza el pago (o cuando éste vence) que se reconoce como ingreso cuando el Grupo actúa según el contrato.

Otros Ingresos

El Grupo reconoce ingresos distintos de los relacionados con los contratos con los clientes referidos principalmente a:

- > ingresos por contratos de venta de productos energéticos a

futuro y a precio fijo con liquidación física que no cumplen con la exención de uso propio y por tanto se reconocen según la NIIF 9;

> Resultados de los cambios en el valor razonable de los contratos de venta de productos energéticos con entrega física en una fecha futura bajo la NIIF 9;

> Los ingresos por concepto de arrendamiento operativo se contabilizan en valores devengados de conformidad con el fondo del contrato de arrendamiento pertinente.

Otros ingresos de operación

Los otros ingresos de explotación incluyen principalmente las ganancias por la enajenación de activos que no son producto de las actividades ordinarias del Grupo y las subvenciones gubernamentales.

Las subvenciones oficiales, incluidas las subvenciones no monetarias a valor razonable, se reconocen cuando existe una garantía razonable de que se recibirán y de que el Grupo cumplirá todas las condiciones que les corresponden según lo establecido por las administraciones públicas, los organismos gubernamentales y órganos similares, ya sean locales, nacionales o internacionales.

Cuando los gobiernos conceden préstamos a un tipo de interés inferior al del mercado, el beneficio se considera una subvención gubernamental. El préstamo se reconoce inicialmente y se mide a su valor razonable y la subvención pública se mide como la diferencia entre el valor contable inicial del préstamo y los fondos recibidos. Posteriormente, el préstamo se mide de conformidad con los requisitos de las obligaciones financieras.

Las subvenciones oficiales se reconocen en el resultado del ejercicio sobre una base sistemática a lo largo de los períodos en los que el Grupo reconoce como gastos los costes que las subvenciones pretenden compensar.

Cuando el Grupo recibe subvenciones oficiales en forma de transferencia de un activo no monetario para su utilización, contabiliza tanto la subvención como el activo al valor razonable del activo no monetario recibido en la fecha de la transferencia.

Las subvenciones relacionadas con activos de larga duración, incluidas las no monetarias subvenciones a valor razonable, es decir, las recibidas para comprar, construir o adquirir de otro modo activos no corrientes (por ejemplo, un artículo de Propiedad, planta y equipo o un activo intangible), son reconocidas con carácter diferido en el pasivo de otros pasivos y son acreditado a los beneficios o pérdidas sobre una base lineal sobre el útil la vida del activo.

Ingresos y gastos financieros de los derivados

Los ingresos y gastos financieros de los derivados incluyen:

> los ingresos y gastos de los derivados medidos a valor razonable por las ganancias o pérdidas por riesgo de tipo de interés y de cambio;

> ingresos y gastos de derivados de cobertura del valor

razonable por riesgo de tipo de interés;

> ingresos y gastos de los derivados de cobertura del flujo de caja sobre el riesgo de los tipos de interés y de los tipos de cambio.

Otros ingresos y gastos financieros

En el caso de todos los activos y pasivos financieros medidos al costo amortizado y los activos financieros que devengan intereses clasificados como a valor razonable a través de otros ingresos generales, los ingresos y gastos por concepto de intereses se registran utilizando el método del tipo de interés efectivo. El tipo de interés efectivo es la tasa que descuenta exactamente los pagos o cobros en efectivo futuros estimados a lo largo de la vida prevista del instrumento financiero o de un período más corto, cuando proceda, al valor contable neto del activo o pasivo financiero. Los ingresos por intereses se reconocen en la medida en que es probable que los beneficios económicos fluyan al Grupo y su importe pueda medirse con fiabilidad.

Los otros ingresos y gastos financieros incluyen también las variaciones del valor razonable de los instrumentos financieros distintos de los derivados.

Dividendos

Los dividendos se reconocen cuando se establece el derecho incondicional a recibir el pago.

Los dividendos y los dividendos provisionales pagaderos a los accionistas de una empresa se reconocen como cambios en el patrimonio neto en el período en que son aprobados por la Junta de Accionistas y el Consejo de Administración, respectivamente.

Impuesto a la Renta

Impuestos a la renta corriente

Los impuestos sobre la renta corrientes del período, que se reconocen en la partida "impuesto sobre la renta por pagar", neto de los pagos a cuenta, o en la partida "impuesto por cobrar" cuando hay un saldo acreedor, se determinan utilizando una estimación de la renta imponible y de conformidad con los reglamentos aplicables.

En particular, esas cuentas por pagar y por cobrar se determinan utilizando los tipos impositivos y las leyes fiscales que se promulgan o se promulgan sustancialmente al final del período de que se informa en los países en que se han generado ingresos imponibles.

Los impuestos sobre la renta corriente se reconocen en el resultado, con excepción de los impuestos sobre la renta corriente relacionados con partidas reconocidas fuera del resultado que se reconocen en el patrimonio.

Impuesto diferido

Los pasivos y activos por impuestos diferidos se calculan sobre

las diferencias temporales entre el valor contable de los activos y pasivos en los estados financieros y sus valores correspondientes reconocidos a efectos fiscales sobre la base de los tipos impositivos vigentes en la fecha en que se revierte la diferencia temporal, que se determina sobre la base de los tipos impositivos que se promulgan o se promulgan sustancialmente al final del período de que se informa.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, excepto cuando el pasivo por impuestos diferidos surge del reconocimiento inicial del fondo de comercio o en relación con diferencias temporarias imponibles asociadas a inversiones en filiales, asociadas y participaciones en acuerdos conjuntos, cuando el Grupo puede controlar el momento de la reversión de las diferencias temporarias y es probable que éstas no vayan a revertir en un futuro previsible.

Se reconocen activos de impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias deducibles, el arrastre de créditos fiscales no utilizados y cualquier pérdida fiscal no utilizada, cuando la recuperación es probable, es decir, cuando una entidad espera tener suficientes ingresos imponibles futuros para recuperar el activo.

La recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos se examina al final de cada ejercicio.

Los activos por impuestos diferidos no reconocidos se vuelven a evaluar en cada fecha de presentación de informes y se reconocen en la medida en que es probable que los beneficios imponibles futuros permitan recuperar el activo por impuestos diferidos.

Los impuestos diferidos se reconocen en el resultado, con excepción de los relativos a las partidas reconocidas fuera del resultado que se reconocen en el patrimonio.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan con los pasivos por impuestos corrientes relacionados con los impuestos sobre la renta recaudados por la misma autoridad fiscal que surgen en el momento de la reversión si existe un derecho de compensación legalmente exigible.

Incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto a la renta

Al definir la "incertidumbre", se considerará si la autoridad fiscal pertinente aceptará un determinado tratamiento fiscal. Si se considera probable que se acepte el tratamiento fiscal (donde el término "probable" se define como "más probable que no"), entonces el Grupo reconoce y mide su activo o pasivo por impuestos corrientes o diferidos aplicando los requisitos de la NIC 12.

Por el contrario, cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto sobre la renta, la incertidumbre debe reflejarse en la forma en que predice mejor la resolución del incierto tratamiento fiscal.

El Grupo determina si se debe considerar cada impuesto incierto tratamiento por separado o junto con uno o más de

otros tratamientos fiscales inciertos basados en qué enfoque proporciona mejores predicciones de la resolución de la incertidumbre. Al evaluar si la incertidumbre afecta al tratamiento fiscal y cómo lo hace, el Grupo supone que una autoridad fiscal aceptará o no un tratamiento tributario incierto, suponiendo que la autoridad tributaria examine las cantidades que tiene derecho a examinar y tenga pleno conocimiento de toda la información conexas al hacer esos exámenes. El Grupo refleja el efecto de la incertidumbre en la contabilización de los impuestos corrientes y diferidos cuando llega a la conclusión de que no es probable que la autoridad tributaria acepte un tratamiento tributario incierto, utilizando el valor previsto o la cantidad más probable, según el método que mejor prediga la resolución de la incertidumbre.

El Grupo aplica un juicio significativo en la identificación de incertidumbres sobre los tratamientos del impuesto sobre la renta y reevalúa cualquier juicio y las estimaciones realizadas si un cambio en los hechos y circunstancias podría cambiar las conclusiones sobre la aceptabilidad de un impuesto tratamiento o la estimación del efecto de la incertidumbre, o ambos.

Dado que las posiciones inciertas del impuesto sobre la renta se ajustan a la definición de ingresos impuestos, el Grupo presenta los pasivos/activos de impuestos inciertos como pasivos/activos de impuestos corrientes o pasivos/activos de impuestos diferidos.

3. Normas e interpretaciones nuevas y modificadas

El Grupo ha aplicado las siguientes normas, interpretaciones y enmiendas que entraron en vigor a partir del 1 de enero de 2019.

> "NIIF 16 - Arrendamientos", emitida en enero de 2016, que sustituye a la "NIC 17 - Arrendamientos", "CINIIF 4 - Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento", "SIC 15 - Arrendamientos operativos - Incentivos" y "SIC 27 - Evaluación de la sustancia de las transacciones que implican la forma jurídica de un arrendamiento".

La norma establece los principios para el reconocimiento, la medición, la presentación y la divulgación de los arrendamientos y exige a los arrendatarios que contabilicen todos los arrendamientos con arreglo a un modelo único en el balance general similar al de la contabilización de los arrendamientos financieros con arreglo a la NIC 17.

La naturaleza y el efecto de los cambios como resultado de la adopción de esta nueva norma de contabilidad se describen en la nota 4 "Cambios en las políticas contables y en la información a revelar".

> "Enmiendas a la NIC 19 - Enmienda del plan, reducción o

liquidación", emitida en febrero de 2018.

Cuando una modificación, reducción o liquidación de un plan de prestaciones definidas se produce durante el período de informe anual, las modificaciones especifican que, para el resto del período de informe anual, una entidad deberá determinar:

- el costo actual de los servicios utilizando las hipótesis actuariales empleadas para volver a medir el pasivo/(activo) neto de las prestaciones definidas;
- y el interés neto utilizando el pasivo/(activo) neto de las prestaciones definidas vuelto a medir y el tipo de descuento utilizado para volver a medir el pasivo/(activo) neto de las prestaciones definidas.

Las enmiendas también aclaran que el costo del servicio pasado (o la ganancia/pérdida en la liquidación) se calcula ignorando el efecto del límite máximo de activos que se determina en un segundo y se reconoce de manera normal en otros ingresos globales. Las enmiendas no se refieren a la contabilización de "fluctuaciones importantes del mercado" en ausencia de una enmienda, reducción o liquidación del plan.

La aplicación de estas enmiendas no tuvo un impacto significativo en los Estados financieros consolidados.

> "Modificaciones a la NIC 28 - Participaciones a largo plazo en empresas asociadas y negocios conjuntos", emitida en octubre de 2017; las modificaciones aclaran que una entidad aplica la "NIIF 9 - Instrumentos financieros" a las participaciones no corrientes en empresas asociadas y negocios conjuntos a los que no se aplica el método de la participación.

La aplicación de estas modificaciones no tuvo un impacto significativo en los Estados financieros consolidados.

> "CINIIF 23 - Incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto sobre las ganancias", emitida en junio de 2017; la interpretación aclara cómo aplicar los requisitos de reconocimiento y medición de la NIC 12 cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto sobre las ganancias.

La aplicación de esta interpretación no tuvo un impacto significativo en los Estados financieros consolidados.

> "Mejoras anuales de las NIIF para el ciclo 2015-2017", publicado en diciembre de 2017; el documento contiene modificaciones y aclaraciones formales de las normas existentes. Más concretamente, se enmendaron las siguientes normas:

- "NIIF 3 - Combinaciones de negocios"; las modificaciones aclaran que, cuando una entidad obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta, aplica los requisitos para una combinación comercial lograda por etapas, que incluye re-medir todos sus intereses anteriores en los activos de la operación conjunta en la fecha de adquisición valor. Estas modificaciones se aplican a las combinaciones de negocios cuya fecha de

- "NIIF 11 - Acuerdos conjuntos"; las modificaciones aclaran que cuando una entidad obtiene el control conjunto de una operación conjunta que constituye un negocio (según se define en la NIIF 3), no debe volver a medir sus participaciones anteriores en esa operación conjunta. Estas enmiendas se aplican a las operaciones en las que obtiene el control conjunto a partir del 1º de enero de 2019;

- "NIC 12 - Impuestos sobre las ganancias"; las modificaciones aclaran que las consecuencias del impuesto sobre las ganancias cuando la entidad reconoce un pasivo para pagar un dividendo están vinculadas más directamente a las transacciones o eventos pasados que generaron ganancias distribuibles que a las distribuciones a los propietarios. Por lo tanto, las consecuencias conexas del impuesto sobre la renta de los dividendos serán reconocido

en el estado de resultados, otros comprensivos ingresos o patrimonio según el lugar en que la entidad reconoció originalmente esas transacciones o acontecimientos pasados;

- "NIC 23 - Costes por préstamos"; las modificaciones aclaran que una entidad trata como parte de los préstamos generales cualquier préstamo específico, originalmente realizado para desarrollar un activo cualificado, que permanezca pendiente cuando se hayan completado sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para su uso o venta previstos. Estas enmiendas se aplican a los costos de los préstamos contraídos a partir del 1º de enero de 2019.

La aplicación de estas enmiendas no tuvo un impacto significativo en los Estados financieros consolidados.

4. Cambios en las políticas contables y la declaración de información

4.1 Aplicación de la "NIIF 16 - Arrendamientos"

Revelaciones de transición

El Grupo adoptó la "NIIF 16 - Arrendamientos" utilizando la versión modificada del método retrospectivo, con la fecha de aplicación inicial el 1º de enero de 2019; con arreglo a este método, la norma se aplica de forma retrospectiva con el efecto acumulado de la aplicación inicial de la NIIF 16 reconocido en la fecha de la aplicación inicial. Por consiguiente, la información comparativa (para el año 2018) no ha sido reexpresada y se presenta, como se informó anteriormente, en virtud de la NIC 17 y las interpretaciones conexas. Además, los requisitos de divulgación de la NIIF 16 no se han aplicado a la información comparativa.

En la transición a la NIIF 16, el Grupo optó por utilizar la conveniencia práctica de la transición para no reevaluar si un contrato es o contiene un arrendamiento, al 1 de enero de 2019. Por lo tanto, el Grupo aplicó la norma sólo a los contratos que se identificaron previamente como arrendamientos aplicando la NIC 17 y la CINIIF 4 a la fecha de aplicación inicial.

En la transición, el Grupo:

> no modificó el valor en libros de los activos y pasivos reconocidos en la fecha de la aplicación inicial para los arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos financieros según la NIC 17;

> reconoció los activos y pasivos por derecho de uso y los pasivos por arrendamiento para aquellos arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos aplicando la NIC 17, excepto para los arrendamientos de

activos de bajo valor, cuyo importe se considera no significativo, para los cuales no se requiere hacer ningún ajuste en la transición. El Grupo reconoció principalmente un activo por derecho de uso en la fecha de la aplicación inicial por un importe igual al pasivo por arrendamiento, ajustado por el importe de cualquier pago anticipado o devengado por arrendamiento relacionado con ese arrendamiento que se haya reconocido en el balance inmediatamente antes de la fecha de la aplicación inicial.

Las obligaciones por concepto de arrendamiento se reconocieron sobre la base del valor actual de los pagos de arrendamiento restantes, descontados usando la tasa de préstamo incremental de la entidad arrendataria del Grupo como del 1 de enero de 2019.

El Grupo utilizó los siguientes recursos prácticos al aplicar la NIIF 16 a los arrendamientos previamente clasificados como arrendamiento operativo en virtud de la NIC 17:

> Se basó en su evaluación de si los arrendamientos son onerosos aplicando la NIC 37 inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial y ajustó el activo con derecho a uso en la fecha de aplicación inicial por el importe de cualquier provisión para arrendamientos onerosos reconocida inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial;

> Aplicó la exoneración de los arrendamientos a corto plazo a los arrendamientos cuyos plazos de arrendamiento finalizan dentro de los 12 meses de la fecha de aplicación inicial;

> aplicó la exoneración de los activos de escaso valor a los contratos cuyas cantidades se consideran no importantes;

> utilizó la retrospectiva, en particular para determinar el plazo de arrendamiento de los contratos que contienen opciones para prorrogar o rescindir un arrendamiento.

La NIIF 16 afecta sustancialmente a todas las entidades del

grupo que actúan como arrendatarias. Los casos más significativos afectados por las nuevas disposiciones de la NIIF 16 se refieren al derecho de uso respecto de edificios, derechos sobre el terreno de plantas de energía renovable, automóviles y otros medios de transporte (como el transporte marítimo) y otra maquinaria técnica.

El Grupo no está obligado a hacer ningún ajuste en los casos de transición. para los arrendamientos en los que actúa como arrendador.

Millones de euros			
ACTIVOS	al 31 de Dic. 2018	Efecto de la NIIF 16	al 1 de ene 2019
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipo	76,631	1,370	78,001
Propiedad de inversión	135	-	135
Activos intangibles	19,014	-	19,014
Goodwill	14,273	-	14,273
Activos a impuestos diferidos	8,305	-	8,305
Inversiones de capital contabilizadas con el método de la participación	2,099	-	2,099
Derivados	1,005	-	1,005
Activos de contratos no corrientes	346	-	346
Otros activos financieros no corrientes	5,769	-	5,769
Otros activos no corrientes	1,272	-	1,272
	<i>[Total]</i>		
	128,849	1,370	130,219
Activos corrientes			
Inventarios	2,818	-	2,818
Cuentas por cobrar comerciales	13,587	-	13,587
Activos contractuales actuales	135	-	135
Activos por impuesto a la renta	660	-	660
Derivados	3,914	-	3,914
Otros activos financieros corrientes	5,160	-	5,160
Otros activos corrientes	2,983	-	2,983
Efectivo y equivalentes de efectivo	6,630	-	6,630
	<i>[Total]</i>		
	35,887	-	35,887
Activos clasificados como mantenidos para la venta	688	2	690
ACTIVOS TOTALES	165,424	1,372	166,796

Millones de euros

PASIVO Y PATRIMONIO	al 31 de Dic. 2018	Efecto de la NIIF 16	al 1 de ene 2019
Patrimonio neto atribuible a los accionistas de la Sociedad matriz			
Capital social	10,167	-	10,167
Otras reservas	1,700	-	1,700
Ganancias retenidas/(pérdidas arrastradas)	19,853	-	19,853
<i>[Total]</i>	31,720	-	31,720
Intereses de no controladores	16,132	-	16,132
Total del patrimonio	47,852	-	47,852
Pasivo no corriente			
Préstamos a largo plazo	48,983	1,311	50,294
Beneficios para los empleados	3,187	-	3,187
Provisiones para riesgos y gastos (parte no corriente)	5,181	-	5,181
Pasivos por impuestos diferidos	8,650	-	8,650
Derivados	2,609	-	2,609
Pasivo de los contratos no corrientes	6,306	-	6,306
Otros pasivos no corrientes	1,901	-	1,901
<i>[Total]</i>	76,817	1,311	78,128
Pasivo corriente			
Préstamos a corto plazo	3,616	-	3,616
Porción corriente de los préstamos a largo plazo	3,367	59	3,426
Provisiones para riesgos y gastos (porción corriente)	1,312	-	1,312
Acreedores comerciales	13,387	-	13,387
Impuesto a la renta a pagar	333	-	333
Derivados	4,343	-	4,343
Pasivos contractuales actuales	1,095	-	1,095
Otros pasivos financieros corrientes	788	-	788
Otros pasivos corrientes	12,107	-	12,107
<i>[Total]</i>	40,348	59	40,407
Pasivos clasificados como mantenidos para la venta	407	2	409
Total del pasivo	117,572	1,372	118,944
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	165,424	1,372	166,796

Millones de euros

	2019
	Efecto NIIF 16
Costos totales ⁽¹⁾	(21)
Ingresos de explotación	21
Gastos financieros	54
Ingresos antes de impuestos	(33)
Impuestos a la renta	(9)
Resultado neto del periodo (accionistas de la sociedad matriz y no controlantes)	(24)

(1) La cifra refleja una disminución de 224 millones de euros en los costos de servicios, arrendamientos y alquileres y un aumento de 203 millones de euros en la depreciación y la amortización.

Millones de euros	
Los pagos mínimos adeudados en concepto de arrendamiento operativo al 31 de Dic. 2018	2,441
(Efecto de descuento)	(1,051)
(Exoneración de arrendamiento de bajo valor)	(1)
(Exoneración de arrendamiento de plazo fijo)	(19)
Pasivos de arrendamiento financiero al 31 de Dic. 2018	657
Los pagos debidos en relación con los arrendamientos para períodos de renovación no incluidos en los compromisos de arrendamiento operativo al 31 de Dic. 2018	
Pasivos de arrendamiento al 1 de ene 2019	2,027

4.2 Argentina - Economía hiperinflacionaria: impacto de la aplicación de la NIC 29

A partir del 1 de julio de 2018, la economía argentina ha sido considerada hiperinflacionaria en base a los criterios establecidos por la "NIC 29 - Información financiera en economías hiperinflacionarias". Esta designación se determina luego de evaluar una serie de circunstancias cualitativas y cuantitativas, entre ellas la presencia de una tasa de inflación acumulada superior al 100% en los tres años anteriores.

A los efectos de la preparación del informe financiero consolidado y de acuerdo con la NIC 29, ciertos elementos de los balances de las empresas participadas en Argentina se han medido de nuevo aplicando el índice general de precios al consumidor a los datos históricos a fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino en la fecha de presentación de informes para esas compañías.

Teniendo en cuenta que el Grupo Enel adquirió el control de las empresas argentinas el 25 de junio de 2009, la nueva medición de las cifras del balance no monetario se realizó aplicando los índices de inflación a partir de esa fecha. Además de estar ya reflejados en el balance de apertura, los efectos contables de esa nueva medición incluyen también los cambios ocurridos durante el período. Más concretamente, el efecto de la nueva medición de las partidas no monetarias, los componentes del patrimonio neto y los componentes de la cuenta de resultados reconocidos en 2019 se reconoció en una línea específica de la cuenta de resultados en la partida de ingresos y gastos financieros. El efecto fiscal asociado se reconoció en impuestos para el período.

A fin de tener en cuenta también el impacto de la hiperinflación sobre el tipo de cambio de la moneda local, los saldos de la cuenta de resultados expresados en la moneda hiperinflacionaria se han convertido a la moneda de presentación del Grupo (euro) aplicando, de conformidad con la NIC 21, el tipo de cambio de cierre en lugar del tipo medio del período para ajustar estas cantidades a los valores actuales.

Las variaciones acumuladas de los índices generales de precios al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2019 se muestran en el siguiente cuadro:

Períodos	Variación acumulativa de índice general de precios al consumidor
Del 1 de julio de 2009 al 31 de Diciembre de 2018	346.30%
Del 1 de enero de 2019 al 31 de Diciembre de 2019	54.46%,

En 2019, la aplicación de la NIC 29 generó unos ingresos financieros netos (brutos de impuestos) de 95 millones de euros.

En los cuadros que figuran a continuación se informa de los efectos de la NIC 29 sobre el saldo al 31 de diciembre de 2019 y del impacto de la hiperinflación en las principales partidas de la cuenta de resultados de 2019, distinguiendo entre el relativo a la revalorización sobre la base del índice general de precios al consumo y el que se debe a la aplicación del tipo de cambio de cierre en lugar del tipo de cambio medio del período, de conformidad con las disposiciones de la NIC 21 para las economías hiperinflacionarias.

Millones de euros

	Efecto acumulativo de la hiperinflación al 31 de Dic. 2018	Efecto de la hiperinflación en el año	Diferencias de cambio	Efecto acumulativos de la hiperinflación al 31 de Dic. 2019
Activos totales	765	368	(276)	857
Total del Pasivo	197	38	(71)	164
Patrimonio	568	330 ⁽¹⁾	(205)	693

(1) La cifra incluye los ingresos netos para 2019, equivalentes a 56 millones de euros.

Millones de euros

	Efecto NIC 29	Efecto NIC 21	Efecto total
Ingresos	297	(325)	(28)
Costos	306 ⁽¹⁾	(236) ⁽²⁾	70
Utilidad operativa	(9)	(89)	(98)
Ingresos/(gastos) financieros netos	(4)	(17)	(21)
Ingresos/(gastos) netos por la hiperinflación	95	-	95
Utilidad antes de los impuestos	82	(106)	(24)
Impuestos a la renta	26	(18)	8
Resultado neto del ejercicio (Accionistas de la sociedad controladora y participaciones no controladoras)	56	(88)	(32)
Atribuible a los accionistas de la sociedad controladora	39	(32)	7
Atribuible a intereses no controladoras	17	(56)	(39)

(1) Incluye un impacto en las pérdidas por depreciación, amortización y deterioro de 85 millones de euros.

(2) Incluye un impacto en las pérdidas por depreciación, amortización y deterioro de 16 millones de euros.

4.3 Aplicación de la decisión del Comité de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) sobre las transacciones de artículos no financieros con entrega física dentro de la "NIIF 9 - Instrumentos financieros"

Revelación de transición

En su decisión de marzo de 2019, el Comité de Interpretaciones de las NIIF (IFRIC) aclaró el reconocimiento adecuado de los contratos celebrados para comprar o vender artículos no financieros de precio fijo, contabilizados a valor razonable con pérdidas o ganancias en virtud de la NIIF 9 y liquidados físicamente, incluidos los productos básicos de energía.

Sobre la base de esa medida, el Grupo modificó su política contable para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, sin que ello repercutiera en los resultados netos ni en el patrimonio.

La práctica anterior se basaba en el reconocimiento en:

> "Ingresos/(gastos) netos de los contratos de productos básicos medidos al valor razonable" de los cambios en el valor razonable de los derivados en circulación, así como de los efectos en el resultado, en la fecha de liquidación, de la baja de los activos/pasivos de los derivados que se derivan de la

medición del valor razonable de esos contratos;

> "Ingresos por ventas y servicios" y "Compras de electricidad, gas y combustible" de ingresos y costos en la fecha de liquidación.

El tratamiento actual de esos contratos para los elementos no financieros que no cumplen los requisitos para la exención para uso propio prevé el reconocimiento:

> en "Ingresos ordinarios" de los cambios en el valor razonable de los contratos de venta pendientes de ejecución, así como, en la fecha de liquidación, de los ingresos ordinarios junto con los efectos en el resultado del registro de activos/pasivos derivados de la valoración del valor razonable de dichos contratos;

> bajo "Costos":

- de los cambios en el valor razonable de los contratos de compraventa pendientes; y
- en la fecha de liquidación, de los costos de compra asociados, así como los efectos en las ganancias o pérdidas por la baja de activos/pasivos derivados de la medición del valor razonable de esos contratos.

En consecuencia, la partida de la cuenta de resultados "Ingresos/(gastos) netos de los contratos de productos básicos medidos al valor razonable" ha pasado a denominarse "Ingresos/(gastos) netos de la gestión de riesgos de los productos básicos", que actualmente sólo incluye los cambios en el valor razonable y los efectos de la liquidación de los derivados de productos básicos energéticos sin liquidación física.

Impacto en las cuentas de resultados

Millones de euros	Notas	2018	Efecto de la aplicación de IFRIC	2018
Ingresos				
Ingresos por ventas y servicios	8.a	73,134	(97)	73,037
Otros ingresos	8.b	2,538	-	2,538
	<i>[Subtotal]</i>	75,672	(97)	75,575
Costos				
Compras de electricidad, gas y combustible	9.a	35,728	1,536	37,264
Servicios y otros materiales	9.b	18,870	(464)	18,406
Personal	9.c	4,581	-	4,581
Deterioro neto de las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	9.d	1,096	-	1,096
Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro	9.e	5,355	-	5,355
Otros gastos operativos	9.f	2,889	(1,120)	1,769
Costos capitalizados	9.g	(2,264)	-	(2,264)
	<i>[Subtotal]</i>	66,255	(48)	66,207
Ingresos/(gastos) netos de la gestión de riesgos de commodity	10	483	49	532
Ingresos de operación		9,900	-	9,900
Ingresos financieros de los derivados	11	1,993	-	1,993
Otros ingresos financieros	12	1,715	-	1,715
Gastos financieros de los derivados	11	1,532	-	1,532
Otros gastos financieros	12	4,392	-	4,392
Ingresos/(gastos) netos por la hiperinflación		168	-	168
Participación en los ingresos/(pérdidas) de las inversiones en capital social contabilizadas contabilizado al método de la participación	13	349	-	349
Utilidad antes de impuestos		8,201	-	8,201
Impuesto a la renta	14	1,851	-	1,851
Ingresos netos de las operaciones en curso		6,350	-	6,350
Ingresos netos de las operaciones discontinuadas		-	-	-
Resultado neto del ejercicio (accionistas de la sociedad matriz y participaciones no controladoras)		6,350	-	6,350
Atribuible a los accionistas de la sociedad matriz		4,789	-	4,789
Atribuible a intereses no controladoras		1,561	-	1,561
<i>Ganancias/(pérdidas) básicas por acción atribuibles a los accionistas de la Sociedad matriz (euro)</i>		<i>0.47</i>	<i>-</i>	<i>0.47</i>
<i>Ganancias/(pérdidas) diluidas por acción atribuibles a los accionistas de la Sociedad matriz (euro)</i>		<i>0.47</i>	<i>-</i>	<i>0.47</i>
<i>Ganancias/(pérdidas) básicas por acción de las operaciones continuas atribuibles a los accionistas de la Sociedad dominante (euro)</i>		<i>0.47</i>	<i>-</i>	<i>0.47</i>
<i>Ganancias/(pérdidas) diluidas por acción de las operaciones continuas atribuibles a los accionistas de la Sociedad dominante (euro)</i>		<i>0.47</i>	<i>-</i>	<i>0.47</i>

En cuanto a los detalles que figuran en las notas 8 y 9 sobre ingresos y costos, respectivamente, en los siguientes cuadros se desglosan los efectos de la aplicación de la interpretación en los contratos de productos básicos con entrega física que entran en el ámbito de aplicación de la NIIF 9.

Millones de euros	Notas	2018	Efecto de la aplicación de IFRIC	2018
Ingresos por ventas y servicios				
Venta de electricidad	8.a	43,110	(3,832)	39,278
Sale of fuels	8.a	8,556	(7,637)	919
Sale of environmental certificates	8.a	497	(461)	36
Venta de productos energéticos en virtud de contratos con entrega física (NIIF 9)	8.a	-	13,843	13,843
Ganancia/(Pérdida) de derivados en la venta de productos básicos con entrega física	8.a	-	(2,010)	(2,010)
Total		52,163	(97)	52,066

Millones de euros	Notas	2018	Efecto de la aplicación de IFRIC	2018
Compra de electricidad, gas y combustible				
Electricity	9.a	19,584	218	19,802
Gas	9.a	12,944	1,318	14,262
Total		32,528	1,536	34,064
Otros materiales	9.b	2,375	(464)	1,911
Otros gastos operativos				
Ganancia/(Pérdida) de derivados en la venta de commodities con entrega física	9.f	-	(1,120)	(1,120)
Total		34,903	(48)	34,855
Ingresos/(gastos) netos de la gestión de riesgos de commodities	10	483	49	532
Impacto total de la aplicación del IFRIC en las ganancias o pérdidas		-	-	-

5. Reexpresión de las revelaciones comparativas

Las cifras presentadas en los comentarios y cuadros de las Notas a los estados financieros son coherentes y comparables entre 2018 y 2019.

Cabe señalar que, a la luz de la introducción de la nueva política contable para el reconocimiento de los contratos de compraventa de elementos no financieros que se contabilizan a valor razonable con cambios en resultados de conformidad con la NIIF 9 y se liquidan con entrega física, se han realizado reclasificaciones análogas de los saldos comparativos para 2018 a fin de garantizar la uniformidad y comparabilidad de las cifras. Estas reclasificaciones no han tenido ningún impacto en los márgenes o en el patrimonio neto. Para más detalles, véase el párrafo 4.3.

Con respecto a las revelaciones para los segmentos operativos, a partir del cierre de las cuentas al 30 de septiembre de 2019, el Grupo Enel ha cambiado sus segmentos de información

primaria y secundaria de conformidad con las disposiciones de la NIIF 8. En concreto, teniendo en cuenta que en 2019 la dirección, entendida como el máximo nivel de decisión operativa a efectos de la toma de decisiones sobre los recursos a asignar al segmento y de la medición y evaluación de los resultados, ha comenzado a informar sobre el desempeño por áreas de negocio, por lo que el Grupo ha adoptado los siguientes sectores de información:

- > sector primario: zona empresarial; y
- > sector secundario: zona geográfica.

Por lo tanto, el área de negocio es el principal discriminante en los análisis realizados y las decisiones tomadas por la dirección del Grupo Enel, y es totalmente coherente con los informes internos preparados para estos fines, ya que los resultados se miden y evaluados en primer lugar para cada área de negocio y sólo después se desglosan por países.

La nueva estructura comercial está organizada de la siguiente manera: Generación y comercio térmico, Enel Green Power, Infraestructura y redes, Mercados de usuarios finales, Enel X, Servicios y Holding/Otros.

Por último, cabe señalar que, a partir de septiembre de 2019, el área de América Latina conectada con el área de negocios de Enel Green Power incluye también los países Panamá, Costa Rica, Guatemala, El Salvador y Nicaragua, que anteriormente se habían notificado en el área geográfica de

América del Norte y Central (ahora denominada América del Norte y compuesta por los siguientes países: Estados Unidos, Canadá y México). A fin de garantizar la plena comparabilidad de las cifras aquí comentadas, a la luz del nuevo desglose de los sectores primario y secundario de presentación de informes a los efectos de la divulgación de la NIIF 8 y de la reasignación de países en el segmento de Enel Green Power, se han ajustado debidamente las cifras comparativas para 2018.

6. Principales cambios en el ámbito de la consolidación

En los dos períodos que se examinan, el alcance de la consolidación cambió como resultado de varias operaciones.

2018

- > Eliminación, el 12 de marzo de 2018, del 86,4% de Erdwärme Oberland GmbH, una empresa de desarrollo de plantas geotérmicas con sede en Alemania. El precio total de la transacción fue de 0,9 millones de euros, con una ganancia de capital realizada de 1 millón de euros;
- > adquisición, el 2 de abril de 2018, del 33,6% de los intereses minoritarios de Enel Generación Chile, lo que permitió a Enel Chile aumentar su participación en Enel Generación Chile hasta el 93,55%. En Además, en esa fecha la fusión de la empresa de energías renovables Enel Green Power Latin America SA en Enel Chile hizo efecto;
- > adquisición, el 3 de abril de 2018, actuando a través de Enel Green Power España, del 100% de Parques Eólicos Gestinver SLU y Parques Eólicos Gestinver Gestión SLU por 57 millones de euros, de los cuales 15 millones de euros de deuda existente asumida;
- > adquisición, el 7 de junio de 2018, por Enel Sudeste del control de la empresa distribuidora brasileña Enel Distribuição São Paulo (antes Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA) tras la participación inicial de los accionistas. La oferta por el 100% de las acciones terminó el 4 de julio de 2018. Al 30 de septiembre de 2018, la compañía se consolidó sobre la base de una participación del 95,88% del Grupo;
- > la adquisición, el 25 de julio de 2018, a través de la filial Endesa Red, del 94,6% de la Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA, empresa dedicada a la distribución y venta de electricidad en la ciudad autónoma de Ceuta, en el norte de África;
- > la entrega, el 28 de septiembre de 2018, a la Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ), un inversionista institucional a largo plazo, y CKD Infraestructura México SA de CV (CKD IM), el vehículo de inversión de los principales fondos de pensiones mexicanos, de 80% de ocho vehículos

de propósito especial que poseen ocho plantas en operación o en construcción en México. Tras el cierre de la transacción, Enel Green Power SpA posee el 20% de su capital social, lo que significa que las empresas se contabilizan ahora por el método de la participación;

> la venta, el 18 de octubre de 2018, por parte de Enel Green Power SpA de la planta de generación de biomasa de Finale Emilia;

> eliminación, el 14 de diciembre de 2018, por Enel Green Power SpA de su subsidiaria de propiedad absoluta Enel Green Power Uruguay SA, que a su vez es propietaria del vehículo Estrellada SA del parque eólico Melowind de 50 MW en Cerro Largo.

2019

> Disposición, el 1 de marzo de 2019, del 100% de Mercure Srl, empresa a la que se había transferido previamente la unidad de negocio consistente en la planta de biomasa de Mercure y las relaciones legales relacionadas. El precio de la transacción fue de 168 millones de euros;

> adquisición, el 14 de marzo de 2019, por parte de Enel Green Power SpA, actuando a través de su filial de energías renovables estadounidense Enel Green Power North America (EGPNA, ahora denominada Enel North America), del 100% de 13 empresas que poseen siete plantas de generación renovable en funcionamiento de Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), una empresa conjunta propiedad al 50% de EGPNA y al 50% de los servicios financieros de energía de General Electric Capital;

> adquisición, el 27 de marzo de 2019, por parte de Enel Green Power SpA (EGP), actuando a través de su subsidiaria de energías renovables de EE.UU. EGP-NA (ahora ENA), de Tradewind Energy, una empresa de desarrollo de proyectos de energía renovable con sede en Lenexa, Kansas.

EGP ha incorporado todo el desarrollo de Tradewind que incluye 13 GW de energía eólica, solar y de almacenamiento proyectos localizados en los Estados Unidos. El acuerdo también preveía la venta, que tuvo lugar en junio, de Savion, una filial de propiedad exclusiva de Tradewind;

> la adquisición, el 30 de abril de 2019, por parte de Enel X Italia del 100% de YouSave SpA, una empresa italiana que opera en el sector de los servicios energéticos y que presta asistencia a los grandes consumidores de electricidad;

> el 31 de mayo de 2019, la finalización, a través de la filial de energías renovables Enel Green Power Brasil Participações Ltda., de la enajenación del 100% de tres plantas de energías renovables en Brasil. El precio total de la transacción fue de unos 2.700 millones de reales, el equivalente a unos 603 millones de euros;

> adquisición, el 14 de noviembre de 2019, por parte de Enel X Srl del 55% de PayTipper, una institución de pago autorizada que ofrece a sus clientes servicios financieros para facilitar su vida cotidiana. El contrato va acompañado de una opción de venta para el 45% restante.

Otros cambios

Además de los cambios en el ámbito de la consolidación mencionados anteriormente, cabe destacar las siguientes operaciones que, aunque no representan operaciones de adquisición o pérdida de control, han dado lugar a un cambio en la participación del Grupo en las empresas participadas:

> Enel SpA ha aumentado su participación a lo largo de 2019 en Enel Américas en un 5,74%, de acuerdo con lo previsto en las dos contratos de canje de acciones firmados con una institución financiera y como resultado de un aumento de capital no proporcional en la filial, lo que eleva la participación del Grupo al 59,97%;

> el 25 de marzo de 2019, Enel X International adquirió el 40% de EnerNOC Japan K.K, llevando su participación al 100%;

> El 5 de septiembre de 2019, Enel Green Power Development adquirió el 23,44% de Enel Green Power India, llevando su participación al 100%;

> El 21 de noviembre de 2019, Enel Brasil adquirió el 4,1% de Eletropaulo. Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA por 93 millones de euros.

> el 5 de diciembre de 2019, Enel SpA aumentó su participación en Enel Chile en un 0,11% en virtud de lo dispuesto en dos operaciones de canje de acciones con una institución financiera para aumentar su participación en Enel Chile SA en un máximo del 3% del capital social.

Adquisición de plantas geotérmicas, solares y eólicas de Enel Green Power North America Renewable Energy Partners

El 14 de marzo de 2019, Enel Green Power SpA, actuando a través de su subsidiaria estadounidense Enel Green Power North America (EGPNA, ahora llamada Enel North America), adquirió el 100% de 13 empresas propietarias de siete plantas de generación renovable en funcionamiento con una capacidad total de 650 GW de Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), una empresa conjunta propiedad al 50% de EGPNA (ahora ENA) y al 50% de General Electric Capital's Energy Financial Services.

La adquisición supuso una salida de efectivo de 225 millones de euros, de los cuales 198 millones de euros correspondieron al capital adquirido y 27 millones de euros a la liquidación con la contraparte de una serie de posiciones acreedoras que ésta tenía respecto de las empresas adquiridas.

Las 13 empresas incluidas en la operación son propietarias de las siete plantas siguientes: Cove Fort, Salt Wells, Stillwater (dos plantas), Cimarron Bend, Lindahl, Sheldon Springs.

La operación supuso el reconocimiento provisional de un fondo de comercio negativo de 106 millones de euros y el consiguiente reconocimiento de una pérdida por parte de EGPNA REP, que se contabiliza por el método de la participación, reflejando la pérdida de capital (88 millones de euros correspondientes a a EGPNA) en la venta de las 13 empresas a EGPNA.

En el siguiente cuadro se indican los valores razonables provisionales de los activos netos adquiridos.

Millones de euros	Importe en libros antes del 14 de Marzo 2019	Ajustes de asignación de precios	Importe en libros al 14 de Marzo 2019
Propiedad, planta y equipo	947	86	1,033
Activos intangibles	20	(20)	-
Goodwill	13	(13)	-
Inversiones contabilizadas según el método de participación patrimonial	(10)	-	(10)
Inventarios	2	-	2
Cuentas por cobrar comerciales	6	-	6
Otras cuentas por cobrar	7	-	7
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	-	6
Préstamos	(579)	(24)	(603)
Provisiones para riesgos y gastos (parte no corriente)	(9)	7	(2)
Pasivos por impuestos diferidos	-	(56)	(56)
Otros pasivos no corrientes	(2)	(5)	(7)
Préstamos a corto plazo	(2)	-	(2)
Porción corriente de los préstamos a largo plazo	(41)	8	(33)
Cuentas por pagar comerciales	(8)	-	(8)
Otros pasivos corrientes	(2)	-	(2)
Intereses no controladores	-	-	-
Activos netos adquiridos	348	(17)	331
El costo de la adquisición	225	-	225
<i>(de las cuales pagó en efectivo)</i>	225	-	225
Goodwill/(Badwill)	(123)	17	(106)

Las empresas adquiridas contribuyeron con 112 millones de euros de ingresos y 41 millones de euros de ingresos de explotación a los resultados de 2019.

Adquisición de Tradewind Energy

El 27 de marzo de 2019, Enel Green Power adquirió Tradewind Energy, una empresa de desarrollo de proyectos de energías renovables con 13 GW de proyectos eólicos, solares y de almacenamiento ubicados en los Estados Unidos.

Según los términos del acuerdo, Savion, una filial al 100% de Tradewind, que tiene una plataforma de desarrollo de 6 GW de proyectos solares y de almacenamiento, se vendería al Green Investment Group, parte de la multinacional australiana Macquarie, y la empresa Cheyenne Ridge se vendería a Xcel. Al 30 de junio de 2019, esas ventas habían finalizado. En julio de 2019 se obtuvo la aprobación reglamentaria definitiva de la eliminación de Savion.

En el siguiente cuadro se indican los valores razonables provisionales de los activos netos adquiridos.

Millones de euros	Importe en libros antes del 27 de Marzo 2019	Ajustes de asignación de precios	Importes en libros al 27 de Marzo 2019
Propiedad, planta y equipo	8	(2)	6
Activos intangibles	2	100	102
Activos de impuestos diferidos	11	(11)	-
Otros activos no corrientes	31	3	34
Cuentas por cobrar comerciales	3	(3)	-
Otros activos corrientes	1	117	118
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	-	4
Pasivos por impuestos diferidos		(26)	(26)
Otros pasivos no corrientes	(1)	-	(1)
Préstamos a corto plazo	(87)	-	(87)
Cuentas por pagar comerciales	(6)	(4)	(10)
Otros pasivos financieros corrientes	(54)	25	(29)
Otros pasivos corrientes	(3)	(2)	(5)
Activos netos adquiridos	(91)	197	106
Costo de la adquisición	6	25	31
<i>(de las cuales pagó en efectivo)</i>	6	25	31
Goodwill/(Badwill)	97	(172)	(75)

Los efectos contables de la transacción implicaron el reconocimiento de un fondo de comercio negativo de 75 millones de euros. Durante el año, el proceso de asignación del precio de compra fue completado por expertos independientes, que asignaron la cartera de proyectos en desarrollo a "activos intangibles". Los que ya no se consideraban estratégicos y se vendieron posteriormente se reconocieron en "otros activos corrientes".

Adquisición de YouSave

El 30 de abril de 2019, Enel X Italia adquirió el 100% de YouSave SpA, una empresa italiana que opera en el sector de los servicios energéticos, prestando asistencia a los grandes consumidores de energía en los sectores industrial, de servicios y gubernamental, con el objetivo de reducir significativamente el gasto energético mediante la mejora conjunta de los precios y la cantidad de energía consumida.

La contraprestación total, equivalente a 29 millones de euros, basada en la estructura de la operación, se dividió de la siguiente manera:

- > precio a la fecha de la firma del acuerdo, igual a 20 millones de euros;
- > un ajuste de precio final de 9 millones de euros.

La adquisición supuso un desembolso en efectivo de 26 millones de euros, incluido el pago de 3 millones de euros a una cuenta de depósito en garantía.

Este importe residual de 3 millones de euros representa un componente diferido que debe pagarse en el 18º mes a partir de la fecha de ejecución, a menos que existan las condiciones para el pago de la indemnización por parte del vendedor al comprador con respecto a un litigio pendiente ante el Tribunal de Bérgamo.

En el siguiente cuadro se indican los valores razonables provisionales de los activos netos adquiridos.

Millones de euros	Importe en libros antes del 30 de Abril 2019	Ajustes de asignación de precios de compras	Importe en libros post ajustes al 30 de abril 2019
Activos netos adquiridos	15	24	39
Costo de la adquisición	29	-	29
Goodwill/(Badwill)	14	(24)	(10)

Adquisición de PayTipper

El 14 de noviembre de 2019, Enel X adquirió el 55% de PayTipper, una institución de pago con acuerdos con una amplia red de puntos de venta que ofrece a sus clientes servicios financieros para facilitar su vida cotidiana. Además, el contrato está asociada con una opción de venta para el

45% restante, que se ejercerá a más tardar el 30 de abril de 2024. Al 31 de diciembre de 2019 la opción de venta tenía un valor de 17 millones de euros.

El Grupo determinará el valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos dentro de los 12 meses siguientes a la fecha de adquisición.

Determinación de goodwill

Millones de euros	
Activos netos adquiridos	4
Costo de la adquisición	22
<i>(de las cuales pagó en efectivo)</i>	5
Goodwill	18

Venta de tres plantas de energía renovable en el Brasil

El 31 de mayo de 2019 se finalizó la venta del 100% de tres plantas de energías renovables en funcionamiento en Brasil a través de la filial de energías renovables

Enel Green Power Brasil Participações Ltda. La contraprestación total de la transacción, pagada a Enel al cierre, fue igual al valor empresarial de las plantas y ascendió a unos 2.700 millones de reales, equivalentes a unos 603 millones de euros.

Millones de euros	
Valor de la transacción	603
Activos netos vendidos	(565)
Costos de transacción	(4)
Reversión de la reserva de OCI	(41)
Pérdida de capital	(7)

Venta de Mercure Srl

El 1 de marzo de 2019 se concretó la venta del 100% de Mercure Srl, una empresa a la que se le ha asignado una

unidad de negocio compuesta por la planta de energía de biomasa de Mercure y las relaciones jurídicas conexas se habían transferido anteriormente. El precio de la venta fue de 168 millones de euros.

Millones de euros	
Valor de la transacción	168
Activos netos vendidos	60
Ganancia de capital	108

7. Segmentos de información

La representación del rendimiento y la situación financiera por esfera de actividad que se presenta aquí se basa en el enfoque utilizado por la administración para supervisar el rendimiento del Grupo en los dos períodos que se comparan.

Como ya se ha señalado en la nota 5 de los estados financieros consolidados, desde septiembre de 2019, la información por segmentos se ha reformulado para dar una visión más coherente de los procesos de adopción de decisiones aplicados por la administración, que da prioridad a los análisis por línea de negocio en lugar de por país o región.

A fin de garantizar la plena comparabilidad de las cifras aquí comentadas, a la luz del nuevo desglose de los

sectores de información primaria y secundaria a efectos de la divulgación de la NIIF 8 y de la reasignación de países en el segmento de Energía Verde de Enel, las cifras comparativas para 2018 se han reformulado adecuadamente. Al mismo tiempo, dentro de cada UGC, se identificaron unidades operativas de nivel inferior en las intersecciones de la matriz organizativa (Línea de Negocio/País/Región), lo que de acuerdo con la NIC 36 permitió reasignar el fondo de comercio asociado con el nivel superior e informado de forma acumulativa al 31 de diciembre de 2018 en la columna "Otros, eliminaciones y ajustes"

Para más información sobre el rendimiento y la evolución financiera durante el año, por favor vea la sección dedicada en la Informe de Operaciones.

Información por segmentos para 2019 y 2018

Resultados para 2019 ⁽¹⁾

Millones de euros	Generación Térmica y Trading	Enel Green Power	Infraestructura y Networks	Usuarios Finales	Enel X	Servicios	Otros, eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos y otros ingresos de terceras partes	30,519	7,360	20,092	19,482	967	1,901	6	80,327
Ingresos y otros ingresos por transacciones con otros segmentos	1,532	373	1,697	13,062	163	80	(16,907)	-
Total ingresos	32,051	7,733	21,789	32,544	1,130	1,981	(16,901)	80,327
Total costos	29,980	3,143	13,511	29,186	972	1,855	(16,757)	61,890
Ingresos/(gastos) netos de la gestión de riesgos de commodity	(676)	14	-	(71)	-	-	-	(733)
Depreciación and amortización	1,142	1,241	2,692	333	145	171	26	5,750
Pérdidas por deterioro	4,031	99	371	930	111	33	1	5,576
Reversión de las pérdidas por deterioro	(284)	(12)	(62)	(139)	-	(3)	-	(500)
Ingresos de operación	(3,494)	3,276	5,277	2,163	(98)	(75)	(171)	6,878
Gastos de capital	851	4,293 ⁽²⁾	3,905	449	270	134	45	9,947

(1) Los ingresos de los segmentos incluyen tanto los ingresos procedentes de terceros como las corrientes de ingresos entre los segmentos. Se adoptó un enfoque análogo para otros ingresos y gastos del período.

(2) No incluye 4 millones de euros relativos a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

Resultados para 2018 ^{(1) (2) (3)}

Millones de euros	Generación Térmica y Trading	Enel Green Power	Infraestructura y Networks	Usuarios finales	Enel X	Servicios	Otras, eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos y otros ingresos por de terceras partes	26,630	7,613	18,250	20,340	849	1,878	15	75,575
Ingresos y otros ingresos por transacciones con otros segmentos	977	443	1,718	13,431	157	60	(16,786)	-
Total ingresos	27,607	8,056	19,968	33,771	1,006	1,938	(16,771)	75,575
Total costos	27,130	3,286	12,429	30,681	882	1,918	(16,570)	59,756
Ingresos/(gastos) netos de la gestión de riesgos de los commodity	640	(162)	-	(11)	-	65	-	532
Depreciación y amortización	1,098	1,101	2,483	314	86	113	19	5,214
Pérdidas por deterioro	158	131	337	1,000	15	15	1	1,657
Reversión de las pérdidas por deterioro	(21)	(129)	(68)	(193)	4	(5)	(8)	(420)
Ingresos de operación	(118)	3,505	4,787	1,958	19	(38)	(213)	9,900
Gastos de Capital	839	2,784 ⁽⁴⁾	3,830	374	183	106	36	8,152

(1) Los ingresos de los segmentos incluyen tanto los ingresos procedentes de terceros como las corrientes de ingresos entre los segmentos. Se adoptó un enfoque análogo para otros ingresos y gastos del período.

(2) Las cifras se han vuelto a calcular para garantizar la comparabilidad con los resultados de 2019, que se presentan utilizando la esfera empresarial como principal segmento de información.

(3) Las cifras de 2018 se han ajustado para tener en cuenta las interpretaciones del Comité Internacional de Interpretación de los Informes Financieros (IFRIC) contenidas en la Decisión de la Agenda de marzo de 2019, que implicaban cambios en la clasificación, sin impacto en los márgenes, de los efectos de los contratos de compra y venta de productos básicos medidos a valor razonable con pérdidas y ganancias (para más detalles, véase la nota 4.3 de los Estados financieros consolidados)

(4) No incluye 378 millones de euros relativos a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

Posición financiera por segmento

Al 31 de diciembre de 2019

Millones de euros	Generación térmica y Trading	Enel Green Power	Infraestructura y redes	Mercado de usuarios finales	Enel X	Servicios	Otros, eliminaciones y ajustes	Total
Propiedad, planta y equipo	11,863	30,351	36,333	160	442	663	11	79,823
Activos intangibles	134	4,697	23,782	3,624	605	466	29	33,337
Activos contractuales corrientes y no corrientes	-	-	482	-	53	75	43	653
Cuentas por cobrar comerciales	3,219	1,726	7,649	3,838	607	676	(4,632)	13,083
Otros	1,426	1,421	1,654	543	1,098	1,283	(1,350)	6,075
Activos operativos	16,642 ⁽¹⁾	38,195 ⁽²⁾	69,900 ⁽³⁾	8,165	2,805	3,163	(5,899)	132,971
Acreeedores comerciales	3,383	2,192	5,411	5,028	414	949	(4,417)	12,960
Pasivos de los contratos corrientes y no corrientes	199	167	7,271	75	5	16	(104)	7,629
Disposiciones varias	3,410	903	4,412	494	34	578	459	10,290
Otros	1,074	1,843	8,867	2,642	415	1,451	(503)	15,789
Pasivos corrientes	8,066	5,105	25,961 ⁽⁴⁾	8,239	868	2,994	(4,565)	46,668

(1) De los cuales 4 millones de euros relativos a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

(2) De los cuales 7 millones de euros relativos a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

(3) De los cuales 10 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

(4) De los cuales 3 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

Al 31 de diciembre de 2018 ⁽¹⁾

Millones de euros	Generación térmica y Trading	Enel Green Power	Infraestructura y redes	Mercado de usuarios finales	Enel X	Servicios	Otros, eliminaciones y ajustes	Total
Propiedad, planta y equipo	15,448	25,971	35,026	73	344	371	10	77,243
Activos intangibles ⁽²⁾	38	1,220	15,875	1,078	347	414	14,343	33,315
Activos contractuales corrientes y no corrientes	15	-	348	-	47	78	(7)	481
Cuentas por cobrar comerciales	4,345	1,290	7,582	4,640	282	696	(5,224)	13,611
Otros	2,483	1,042	2,424	555	113	1,726	(1,985)	6,358
Activos operativos	22,329 ⁽³⁾	29,523 ⁽⁴⁾	61,255 ⁽⁵⁾	6,346	1,133	3,285	7,137 ⁽⁶⁾	131,008
Acreeedores comerciales	4,680	1,806	5,555	5,535	381	890	(5,458)	13,389
Pasivos de los contratos corrientes y no corrientes	220	100	7,156	41	13	12	(141)	7,401
Disposiciones varias	2,490	768	4,644	551	35	669	524	9,681
Otros	1,647	1,517	6,746	2,454	257	1,311	(998)	12,934
Pasivos corrientes	9,037	4,191 ⁽⁷⁾	24,101 ⁽⁸⁾	8,581	686	2,882	(6,073)	43,405

(1) Las cifras se han vuelto a calcular para garantizar la comparabilidad con los resultados al 31 de diciembre de 2019, que se presentan utilizando el área comercial como principal segmento de información.

(2) Los activos intangibles incluyen el fondo de comercio asignado por país, que se reasignó por área de negocios en 2019 a la luz del nuevo desglose de los segmentos primario y se segmentos de información condaria a los efectos de la presentación de información con arreglo a la NIIF 8.

(3) De los cuales 4 millones de euros relativos a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

(4) De los cuales 635 millones de euros relativos a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

(5) De los cuales 5 millones de euros relativos a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

(6) De los cuales 23 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

(7) De los cuales 19 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

(8) De los cuales 3 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

En el cuadro siguiente se concilian los activos y pasivos de los segmentos y las cifras consolidadas

Millones de euros

	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018
Activos totales	171,426	165,424
Inversiones de capital contabilizadas con el método de la participación	1,682	2,099
Activos derivados no corrientes	1,383	1,005
Otros Activos financieros no corrientes	6,006	5,769
Cuentas por cobrar de impuestos a largo plazo incluidas en "Otros activos no corrientes"	1,587	231
Activos financieros corrientes	4,305	5,160
Activos corrientes de derivados	4,065	3,914
Efectivo y equivalentes de efectivo	9,029	6,630
Activos de impuestos diferidos	9,112	8,305
Cuentas por cobrar de impuestos	1,206	1,282
Activos financieros y fiscales de "Activos mantenidos para la venta".	80	21
Segmentos de activos	132,971	131,008
Total del pasivo	124,488	117,572
Préstamos a largo plazo	54,174	48,983
Pasivos derivados no corriente	2,407	2,609
Préstamos a corto plazo	3,917	3,616
Porción actual de los préstamos a largo plazo	3,409	3,367
Pasivo financiero corriente	754	788
Pasivos derivados corrientes	3,554	4,343
Pasivos por impuestos diferidos	8,314	8,650
Impuesto a renta a pagar	209	333
Otros impuestos por pagar	1,082	1,093
Pasivos financieros y fiscales de "Pasivos mantenidos para la venta"	-	385
Pasivo de los segmentos	46,668	43,405

Ingresos

8.a Ingresos por ventas y servicios – 77,366 millones de euros

Millones de euros

	2019	2018	Variación	
Venta de electricidad ⁽¹⁾	40,045	39,278	767	2.0%
El transporte de la electricidad	10,470	10,101	369	3.7%
Tasas de los operadores de la red	866	1,012	(146)	-14.4%
Transferencias de los operadores institucionales del mercado	1,625	1,711	(86)	-5.0%
Venta de gas	3,294	4,401	(1,107)	-25.2%
Transporte de gas	617	576	41	7.1%
Venta de combustibles ⁽¹⁾	914	919	(5)	-0.5%
Las tarifas de conexión a las redes de electricidad y gas	785	714	71	9.9%
Contratos de construcción	749	735	14	1.9%
Venta de certificados ambientales ⁽¹⁾	36	36	-	-
Venta de servicios de valor añadido	343	390	(47)	-12.1%
Otras ventas y servicios	1,295	1,305	(10)	-0.8%
Total de ingresos de la NIIF 15	61,039	61,178	(139)	-0.2%
Arrendamientos operativos	24	26	(2)	-7.7%
Venta de productos energéticos de contratos con entrega física (NIIF 9) ⁽¹⁾	10,775	13,843	(3,068)	-22.2%
Ganancia/(Pérdida) de derivados en la venta de commodity con entrega física ⁽¹⁾	5,519	(2,010)	7,529	-
Primas de reaseguro	6	-	6	-
Otros ingresos	3	-	3	-
INGRESOS TOTALES POR VENTAS Y SERVICIOS	77,366	73,037	4,329	5.9%

(1) Las cifras de 2018 se han ajustado para tener en cuenta las interpretaciones del Comité Internacional de Interpretación de los Informes Financieros (IFRIC) contenidas en la Decisión de la Agenda de marzo de 2019, que implicaban cambios en la clasificación, sin repercusiones en los márgenes, de los efectos de los contratos de compra y venta de productos básicos medidos a valor razonable con pérdidas y ganancias (para más detalles, véase la nota 4.3 de los estados financieros consolidados).

El aumento de los ingresos por ventas de energía (767 millones de euros) se debe principalmente a la consolidación de Enel Distribuição São Paulo en junio de 2018.

Los ingresos por el transporte de electricidad ascendieron a 10.470 millones de euros en 2019, un aumento de 369 millones de euros. Este aumento se debió principalmente a la adquisición de Enel Distribuição São Paulo y a los mayores ingresos de distribución en Italia, sobre todo como resultado del cambio reglamentario con la Resolución N° 654/2015 de la Autoridad Reguladora de Energía, Redes y Medio Ambiente (ARERA) (relativa al "desfase reglamentario").

Los ingresos generados por las tarifas de los operadores de red ascendieron a 866 millones de euros, lo que supone una disminución de 146 millones de euros con respecto al año anterior debido, sobre todo, a la reducción de las tarifas para la remuneración de las plantas de generación en Italia.

Los ingresos por la venta de gas natural para 2019, que ascendieron a 3.294 millones de euros, disminuyeron en 1.107 millones de euros con respecto al año anterior (4.401 millones de euros en 2018). El descenso refleja las menores cantidades vendidas y, sobre todo, los menores precios medios aplicados a las ventas en España (1.136 millones de euros) en comparación con el año anterior.

Otros ingresos no relacionados con la NIIF 15 aumentaron en 4.468 millones de euros debido a la venta de productos básicos en virtud de contratos de entrega física y a los ajustes de su valor razonable, incluso para la parte no liquidada tras la reclasificación como resultado de la aplicación de la Decisión de la Agenda del CINIIF de marzo de 2019 relativa al reconocimiento de contratos sobre productos básicos con entrega física de energía en el ámbito de la NIIF 9.

Los ingresos de los contratos con los clientes (NIIF 15) para 2019 ascendieron a 61.039 millones de euros y pueden desglosarse en ingresos puntuales y extraordinarios como se muestra en el cuadro siguiente:

Millones de euros

2019

	Italia		Iberia		América Latina		Europa y Mediterránea		Norteamérica		Africa, Asia y Oceanía		Otras eliminaciones y ajustes		Total	
	En el tiempo	Punto en el tiempo	En el tiempo	Punto en el tiempo	En el tiempo	Punto en el tiempo	En el tiempo	Punto en el tiempo	En el tiempo	Punto en el tiempo	En el tiempo	Punto en el tiempo	En el tiempo	Punto en el tiempo	En el tiempo	Punto en el tiempo
Total de ingresos de la NIIF 15	22,635	522	17,860	785	15,573	503	1,383	934	646	27	76	81	7	7	58,180	2,859

En el cuadro que figura a continuación se desglosan los ingresos por ventas y servicios por zonas geográficas:

Millones de euros

	2019	2018
Italia ⁽¹⁾	26,420	27,385
Europa		
Iberia ⁽¹⁾	18,265	18,379
Francia	1,259	1,006
Suiza	217	1,039
Alemania	3,746	2,297
Austria	173	155
Slovenia	40	27
Slovakia	1	-
Rumania	1,311	1,214
Grecia	73	62
Bulgaria	8	9
Bélgica	26	320
República Checa	152	113
Hungría	418	399
Rusia	897	989
Holanda	6,553	2,139
Reino Unido	726	1,685
Otros países de Europa	(23)	113
Américas		
Estados Unidos	18	23
México ⁽¹⁾	233	519
Brasil	7,752	6,518
Chile	3,263	3,169
Perú	1,261	1,275
Colombia	2,243	2,242
Argentina	1,323	1,265
Otros países de América del Sur	169	14
Otros		
Africa	92	82
Asia	249	133
Total	77,366	73,037

(1) Las cifras de 2018 se han ajustado para tener en cuenta las interpretaciones del Comité Internacional de Interpretación de los Informes Financieros (IFRIC) contenidas en la Decisión de la Agenda de marzo de 2019, que implicaban cambios en la clasificación, sin repercusiones en los márgenes, de los efectos de los contratos de compra y venta de productos básicos medidos a valor razonable con pérdidas y ganancias (para más detalles, véase la nota 4.3 de los estados financieros consolidados).

Obligaciones de desempeño

En el cuadro que figura a continuación se ofrece información sobre las obligaciones de desempeño del

Grupo derivadas de los contratos con los clientes con referencia únicamente a las principales corrientes de ingresos, con un resumen de las sentencias concretas dictadas

Tipo de producto/servicio	Naturaleza y momento del cumplimiento de la obligación de ejecución	Políticas contables
Venta/transporte electricidad/gas a los usuarios finales	<p>Un contrato de suministro de electricidad/gas firmado con un usuario final incluye una única obligación de cumplimiento (venta y transporte del producto) porque el Grupo ha determinado que el contrato no proporciona bienes/servicios distintos y la promesa se cumple transfiriendo el control del producto al cliente cuando se entrega en el punto de entrega. A fin de determinar la naturaleza de la promesa incluida en esos contratos, el Grupo analiza cuidadosamente los hechos y circunstancias aplicables a cada contrato y producto básico.</p> <p>Sin embargo, el Grupo considera que la obligación de cumplimiento prevista en un contrato de servicios repetitivos, como un contrato de suministro o transporte para el suministro de electricidad/gas a los usuarios finales se satisface típicamente a lo largo del tiempo (porque el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios del producto básico a medida que se entrega) como parte de una serie de bienes/servicios distintos (es decir, cada unidad de producto básico) que son sustancialmente los y tienen el mismo patrón de transferencia al cliente. En estos casos, el Grupo aplica un método de salida para reconocer los ingresos en el importe al que tiene derecho a facturar al cliente si dicho importe se corresponde directamente con el valor para el cliente de la actuación completado hasta la fecha.</p>	<p>Los ingresos por la venta y el transporte de electricidad/gas a los usuarios finales se reconocen cuando estos los productos se entregan al cliente y se basa en las cantidades suministradas durante el período, aunque no se hayan facturado todavía. Se se determina utilizando las previsiones, así como las lecturas de los medidores. En su caso, estos ingresos se basa en las tasas y las restricciones conexas establecido por la ley o por la Autoridad Reguladora para la Energía, las Redes y el Medio Ambiente (ARERA) y autoridades extranjeras análogas durante el período aplicable.</p>

Tipo de producto/servicio	Naturaleza y momento de la satisfacción de la obligación de cumplimiento	obligación de cumplimiento
Servicio de Connexion de red	<p>Las tarifas de conexión a la red recibidas de clientes por conectarlos a la electricidad/ Las redes de distribución de gas requieren un Grupo específico evaluación para tener en cuenta todos los términos y las condiciones de los acuerdos de conexión. Esta evaluación tiene por objeto determinar si el contrato incluye otros bienes o servicios distintos, como por ejemplo, el derecho a obtener un acceso continuo a la infraestructura para recibir el producto básico o, cuando la cuota de conexión es una "cuota inicial no reembolsable" pagada al inicio del contrato o cerca de él, un derecho material que da lugar a una obligación de cumplimiento.</p> <p>En particular, en algunos países en los que el Grupo opera, ha determinado que la naturaleza de la contraprestación recibida representa una "cuota inicial no reembolsable" cuyo pago da lugar a un derecho material para el cliente. A fin de determinar si período durante el cual este derecho material debe reconocerse se extiende más allá del período contractual inicial, el Grupo toma en consideración el marco jurídico y reglamentario local aplicable al contrato y que afecta a las partes. En estos casos, si existe una cesión implícita del derecho material y una obligación del cliente inicial al nuevo cliente, el Grupo reconoce la cuota de conexión durante un período más allá de la relación con el cliente inicial, considerando los términos de la concesión como el período durante el cual el cliente inicial y cualquier futuro cliente pueden beneficiarse del acceso continuo sin pagar una cuota de conexión adicional. Como consecuencia, la tasa se reconoce durante el período en que la El pago crea una obligación para el Grupo de hacer los precios más bajos disponibles para los futuros clientes (es decir, el período durante el cual se espera que el cliente para beneficiarse del servicio de acceso continuo sin que tienen que pagar una "cuota inicial" al renovar).</p>	<p>Los ingresos procedentes de las tasas monetarias y en especie por la conexión a la red de distribución de electricidad y gas se reconocen sobre la base del cumplimiento de las obligaciones de ejecución incluidas en el contrato. La identificación de los distintos bienes o servicios requiere un análisis cuidadoso de las condiciones de los acuerdos de conexión, que pueden variar de un país a otro en función del contexto, los reglamentos y la legislación locales. Para finalizar esta evaluación, el Grupo considera no sólo las características de los bienes o servicios propiamente dichos (es decir, el bien o servicio puede ser distinto), sino también las promesas implícitas que el cliente tiene una expectativa válida, ya que considera esas promesas como parte del intercambio negociado, es decir, los bienes o servicios que el cliente espera recibir y por los que ha pagado (es decir, la promesa de transferir el bien o servicio al cliente es identificable por separado de otras promesas en el contrato). Además, el Grupo actúa como agente en algunos contratos de servicios de conexión a la red de electricidad/gas y otras actividades conexas, en función del marco jurídico y reglamentario local. En esos casos, reconoce los ingresos sobre una base neta, que corresponde a cualquier cuota o comisión a la que espera tener derecho.</p>
Contratos de construcción	<p>Los contratos de construcción suelen incluir una obligación de cumplimiento satisfecha a lo largo del tiempo. En el caso de estos contratos, el Grupo considera generalmente apropiado utilizar un método de insumos para medir el progreso, excepto cuando un análisis específico del contrato sugiere el uso de un método alternativo que represente mejor la obligación de desempeño del Grupo cumplida en la fecha de presentación de informes.</p>	<p>En el caso de los contratos de construcción que incluyen una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo, el Grupo reconoce los ingresos a lo largo del tiempo midiendo el progreso hacia el completo cumplimiento de esa obligación de desempeño. El método del costo incurrido (método de costo a costo) se considera generalmente el mejor método para describir la obligación de desempeño del Grupo cumplida en la fecha de presentación de informes.</p> <p>El importe adeudado por los clientes en virtud de un contrato de construcción se presenta como un activo del contrato; el importe adeudado a los clientes en virtud de un contrato de construcción se presenta como un pasivo del contrato.</p>

8.b Otros ingresos – 2,961 millones de euros

Millones de euros

	2019	2018	Cambio	
Subvenciones de explotación	19	20	(1)	-5.0%
Subvenciones para certificados ambientales	475	664	(189)	-28.5%
Subvenciones de capital (negocios de electricidad y gas)	25	22	3	13.6%
Reembolsos varios	521	353	168	47.6%
Ganancias por la enajenación de subsidiarias, asociados, empresas conjuntas, operaciones conjuntas y activos no corrientes mantenidos para la venta	325	287	38	13.2%
Ganancias por la enajenación de propiedades, plantas y equipos, y activos intangibles	79	61	18	29.5%
Bonos de continuidad del servicio	32	44	(12)	-27.3%
Otros ingresos	1,485	1,087	398	36.6%
Total	2,961	2,538	423	16.7%

Las subvenciones para los certificados ambientales ascendieron a 475 millones de euros, una disminución de 189 millones de euros con respecto al año anterior debido esencialmente a la reducción de las subvenciones para los certificados de eficiencia energética obtenidos en la distribución en Italia.

Los reembolsos varios aumentaron en 168 millones de euros, atribuibles principalmente a Enel Generación Chile por la indemnización recibida del cliente Anglo American por la retirada anticipada de un contrato de suministro de electricidad a largo plazo por un total de 160 millones de euros, de los cuales 80 millones de euros correspondían a la línea de negocio de generación térmica y comercialización y 80 millones de euros a la línea de negocio de energía verde de Enel.

Las ganancias por la enajenación de entidades ascendieron a 325 millones de euros en 2019, lo que supone un aumento de 38 millones de euros, e incluyen principalmente:

- > la ganancia por la venta de Mercure Srl, un vehículo para fines especiales al que Enel Produzione había transferido previamente la planta de biomasa del Valle del Mercure (108 millones de euros);
- > el fondo de comercio negativo (de 181 millones de euros resultante de la asignación definitiva del precio de compra de i) una serie de empresas vendidas por Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC (106 millones de euros) y ii) Tradewind, que pasó de ser una empresa asociada a una filial de propiedad exclusiva (goodwill negativo de 75 millones de euros);
- > las ganancias de 42 millones de euros por la venta de Gratiot y Outlaw, dos proyectos de energía renovable desarrollados por Tradewind.

En 2018, esta partida incluía principalmente:

> la ganancia por la venta, con pérdida de control, de ocho proyectosempresas en México a finales de septiembre de 2018 y la revalorización asociada a valor razonable del 20% de participación que el Grupo mantiene en las empresas vendidas (190 millones de euros);

> la ganancia por la venta de EF Solare Italia (65 millones de euros);

> la ganancia por la venta de varias empresas de la línea de negocios de Enel Green Power en Uruguay (18 millones de euros).

El agregado "Otros ingresos" aumentó en 398 millones de euros en 2019, esencialmente atribuible a:

> un aumento de los ingresos en la Argentina tras el acuerdo de Edesur con las autoridades locales por el que se resuelven las cuestiones pendientes recíprocas surgidas durante el período 2006-2016 (233 millones de euros);

> el ajuste de la cantidad pagada por la adquisición de eMotorWerks en 2017 en aplicación de determinadas cláusulas del contrato (98 millones de euros);

> el pago de 50 millones de euros en virtud del acuerdo que e-distribuzione alcanzó con F2i y 2i Rete Gas para la liquidación anticipada y a tanto alzado de la segunda indemnización relacionada con la venta, en 2009, de la participación de e-distribuzione en Enel Rete Gas.

En 2018, este agregado incluía principalmente la indemnización de 128 millones de euros relacionada con el acuerdo de distribución electrónica para la venta de Enel Rete Gas en 2009.

En el cuadro que figura a continuación se muestra un desglose de los ingresos totales procedentes de las ventas y los servicios por esfera de actividad, basado en el enfoque utilizado por la administración para supervisar el desempeño del Grupo durante los dos años que se están comparando.

Millones de euros

	2019							Total
	Generación térmica y comercio	Enel Green Power	Infraestructura y reded	Mercado de usuarios finales	Enel X	Servicios	Otras, eliminaciones y ajustes	
Ingresos por ventas y servicios		31,744 20,599	7,173	32,042	1,011	1,946	(17,149)	77,366
Otros ingresos	307	560	1,190	502	119	35	248	2,961
Ingresos totales	32,051	7,733	21,789	32,544	1,130	1,981	(16,901)	80,327
	2018 ⁽¹⁾							
Ingresos por ventas y servicios	27,412	7,650	18,805	33,444	964	1,958	(17,196)	73,037
Otros ingresos	195	406	1,163	327	42	(20)	425	2,538
Total Ingresos	27,607	8,056	19,968	33,771	1,006	1,938	(16,771)	75,575

(1) Las cifras de 2018 se han ajustado para tener en cuenta las interpretaciones del Comité Internacional de Interpretación de los Informes Financieros (IFRIC) contenidas en la Decisión de la Agenda de marzo de 2019, que implicaban cambios en la clasificación, sin impacto en los márgenes, de los efectos de los contratos de compra y venta de productos básicos medidos a valor razonable con cambios en resultados (para más detalles, véase I a nota 4.3 de los estados financieros consolidados).

Costos

9.a Compras de electricidad, gas y combustible - 33.755 millones de euros

Millones de euros				
	2019	2018	Variación	
Electricidad ⁽¹⁾	20,449	19,802	647	3.3%
Gas ⁽¹⁾	10,706	14,262	(3,556)	-24.9%
Combustible nuclear	125	118	7	5.9%
Otros combustibles	2,475	3,082	(607)	-19.7%
Total	33,755	37,264	(3,509)	-9.4%

(1) Las cifras de 2018 se han ajustado para tener en cuenta las interpretaciones del Comité Internacional de Interpretación de los Informes Financieros (IFRIC) contenidas en la Decisión de la Agenda de marzo de 2019, que implicaban cambios en la clasificación, sin repercusiones en los márgenes, de los efectos de los contratos de compra y venta de productos básicos medidos a valor razonable con pérdidas y ganancias (para más detalles, véase la nota 4.3 de los estados financieros consolidados).

Las compras de electricidad, gas y otros combustibles disminuyeron en 3.509 millones de euros en 2019 debido principalmente a las reclasificaciones en respuesta a la Decisión de la Agenda del CINIIF de marzo de 2019 relativa al reconocimiento de operaciones no financieras para entregas físicas en el ámbito de la NIIF 9. Para más información, véase el párrafo 4.3 de las notas a los estados financieros consolidados.

Esta reducción, en el apartado de "combustibles", incluye también los 206 millones de euros en las pérdidas por deterioro de los inventarios de combustible asociadas a la plantas de carbón sujetas a deterioro en Italia y España.

9.b Servicios y otros materiales - 18.580 millones de euros

Millones de euros				
	2019	2018	Change	
Transmisión y transporte	9,879	9,754	125	1.3%
Mantenimiento y reparaciones	1,145	1,013	132	13.0%
Gastos de teléfono y de correo	181	180	1	0.6%
Servicios de comunicación	142	129	13	10.1%
Servicios IT	806	773	33	4.3%
Arrendamientos y alquileres	382	589	(207)	-35.1%
Otros servicios	3,935	4,057	(122)	-3.0%
Otros materiales ⁽¹⁾	2,110	1,911	199	10.4%
Total	18,580	18,406	174	0.9%

(1) Las cifras de 2018 se han ajustado para tener en cuenta las interpretaciones del Comité Internacional de Interpretación de los Informes Financieros (IFRIC) contenidas en la Decisión de la Agenda de marzo de 2019, que implicaban cambios en la clasificación, sin repercusiones en los márgenes, de los efectos de los contratos de compra y venta de productos básicos medidos a valor razonable con pérdidas y ganancias (para más detalles, véase la nota 4.3 de los estados financieros consolidados).

Los costos de los servicios y otros materiales ascendieron a 18.580 millones de euros en 2019, lo que supone un aumento de 174 millones de euros con respecto a 2018. Este aumento es atribuible principalmente a "Otros

materiales", que incluye el deterioro de las existencias de piezas de repuesto asociadas a las centrales térmicas de carbón sujetas a deterioro en Italia y España por un total de 102 millones de euros.

9.c Personal – 4,634 millones de euros

Millones de euros

	2019	2018	Variación	
Sueldos y salarios	3,240	3,157	83	2.6%
Contribuciones a la seguridad social	875	894	(19)	-2.1%
Prestaciones de indemnización diferida	103	103	-	-
Otras prestaciones posteriores al empleo y a largo plazo	108	113	(5)	-4.4%
Incentivos para la jubilación anticipada	101	138	(37)	-26.8%
Otros costos	207	176	31	17.6%
Total	4,634	4,581	53	1.2%

Los gastos de personal ascendieron a 4.634 millones de euros en 2019, un aumento de 53 millones de euros.

La plantilla del Grupo se redujo en 1.019 empleados, lo que refleja principalmente la diferencia negativa entre las nuevas contrataciones y las bajas (1.094 empleados) debido a los incentivos a las jubilaciones anticipadas, que sólo se compensó parcialmente con un aumento neto por cambios en el ámbito de la consolidación (75 empleados) atribuible esencialmente a:

- > la eliminación de la planta de Mercure por parte de Enel Produzione en Italia;
- > la adquisición de Tradewind en los Estados Unidos;
- > la venta de la planta de Reftinskaya GRES en Rusia;
- > la adquisición de PayTipper Network Srl, FlagPay Srl, y PayTipper en Italia.

El aumento de los sueldos y salarios a pesar de la disminución de la fuerza de trabajo total refleja

esencialmente el mayor tamaño medio de la fuerza de trabajo en 2019 debido a la consolidación de Enel Distribuição São Paulo, que sólo entró en vigor a partir de junio de 2018.

Los incentivos a la jubilación anticipada en 2019 ascendieron a 101 millones de euros, lo que supone una disminución de 37 millones de euros atribuible principalmente a América Latina e Italia, como reflejo de los ceses de empleo en aplicación de lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley 92/2012 (la "Ley Fornero") aplicado principalmente en 2018, que sólo se compensó parcialmente con el aumento de los costes en España para el plan de incentivos del Plan de Salida.

En el cuadro que figura a continuación se muestra el promedio de empleados por categoría, junto con una comparación con el año anterior, y el número de empleados al 31 de diciembre de 2019.

	Promedio ⁽¹⁾			Headcount ⁽¹⁾
	2019	2018	Change	al 31 de dic 2019
Altos directivos	1,375	1,343	32	1,357
Mandos intermedios	11,016	10,614	402	11,329
Personal de oficina	35,066	33,906	1,160	36,280
Cuello azul	20,846	20,834	12	19,287
Total	68,303	66,697	1,606	68,253

(1) En el caso de las empresas consolidadas sobre una base proporcional, la plantilla corresponde al porcentaje de participación de Enel en el total.

9.d Deterioro/(reversión) neto de las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar - 1.144 millones de euros

Millones de euros

	2019	2018	Change	
Deterioro de créditos comerciales	1,239	1,367	(128)	-9.4%
Deterioro de otros créditos	116	18	98	-
Deterioro total del comercio y otras cuentas por cobrar	1,355	1,385	(30)	-2.2%
Anulación de pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales	(202)	(281)	79	-
Anulación de las pérdidas por deterioro de otras cuentas por cobrar	(9)	(8)	(1)	-
Reversión total de pérdidas por deterioro del comercio y otras cuentas por cobrar	(211)	(289)	78	-
TOTAL DETERIORO NETO/(REVERSIÓN) DEL COMERCIO Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	1,144	1,096	48	4.4%

El total, que ascendió a 1.144 millones de euros, incluye las pérdidas por deterioro y las reversiones de las pérdidas por deterioro del comercio y otras cuentas por cobrar. La disminución del deterioro de las empresas italianas que

operan en los mercados de usuarios finales se compensó con creces con el aumento del deterioro resultante de la consolidación de Enel Distribuição São Paulo y con la disminución de las reversiones del deterioro de Endesa Energía.

9.e Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro – 9,682 millones de euros

Millones de euros

	2019	2018	Change	
Propiedad, planta y equipo	4,481	4,132	349	8.4%
Propiedad de inversión	3	7	(4)	-57.1%
Activos intangibles	1,266	1,075	191	17.8%
Otras pérdidas por deterioro	4,221	272	3,949	-
Otras reversiones de las pérdidas por deterioro	(289)	(131)	(158)	-
Total	9,682	5,355	4,327	80.8%

En 2019, la depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro reflejan esencialmente las pérdidas por deterioro reconocidas en varias plantas de carbón en Italia, España, Chile y Rusia por un total de 4.010 millones de euros, incluidos los cargos por desmantelamiento relacionados.

Estas pérdidas por deterioro son atribuibles esencialmente a:

- > la menor competitividad de las plantas con mayores emisiones de CO₂ en comparación con otras tecnologías, en particular en España e Italia, basada en las características cambiantes del mercado en cuanto a los precios de los productos básicos y el aumento de los costos de cumplimiento en relación con las emisiones de CO₂, así como las penalizaciones adicionales, en particular en Italia, debido a la introducción de nuevas regulaciones del mercado de la capacidad para el mecanismo de remuneración de la capacidad disponible, que restringe el ámbito de aplicación para las plantas con mayores emisiones de CO₂;

- > acuerdos con el gobierno chileno para la pronta clausura de las centrales carboníferas de Tarapacá y

Bocamina I (para el 31 de mayo de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, respectivamente) en el marco del proceso de descarbonización iniciado en el país (356 millones de euros);

> el ajuste (127 millones de euros) al valor razonable de la planta de Reftinskaya como resultado de su clasificación como mantenida para la venta tras el acuerdo vinculante aprobado por las partes en junio de 2019.

El cambio también incluye la depreciación de los activos con derecho de uso que, a partir del 1 de enero de 2019, están sujetos a depreciación durante la vigencia del contrato de arrendamiento en aplicación de la NIIF 16 (203 millones de euros).

Estos efectos fueron parcialmente compensados por las reversiones del deterioro de las plantas de gas en Italia por un monto de 265 millones de euros en respuesta a las pruebas de deterioro.

En 2018, este agregado incluía el deterioro de la biomasa (millones), y de la central eléctrica de Alcúdia en España (82 millones). activos en Italia (94 millones), de los activos de Nuove Energie Estos efectos fueron parcialmente

compensados por la reversión del deterioro-(24 millones de euros), de las centrales Augusta y Bastardo (23 millones de euros para la Hellas CGU (117 millones de euros).

9.f Otros gastos de explotación - 7.276 millones de euros

Millones de euros				
	2019	2018	Change	
Cargos del sistema - derechos de emisión	430	443	(13)	-2.9%
Cargos por certificados de eficiencia energética	416	607	(191)	-31.5%
Cargos por la compra de bonos verdes	62	41	21	51.2%
Pérdidas por enajenación de propiedades, plantas y equipos, y activos intangibles	76	61	15	24.6%
Impuestos y obligaciones	1,035	1,126	(91)	-8.1%
Ganancia/(Pérdida) en derivados en la compra de productos básicos con entrega física ⁽¹⁾	4,583	(1,120)	5,703	-
Otros	674	(509)	1,183	-
Total	7,276	1,769	5,507	-

(1) Las cifras de 2018 se han ajustado para tener en cuenta las interpretaciones del Comité Internacional de Interpretación de los Informes Financieros (IFRIC) que figuran en la Decisión de la Agenda de marzo de 2019, que implicaba cambios en la clasificación, sin impacto en los márgenes, de los efectos de los contratos de compra y venta para los productos básicos medidos al valor razonable con pérdidas o ganancias (para más detalles, véase la nota 4.3 de los estados financieros consolidados).

Los otros gastos de explotación aumentaron en 5.507 millones de euros debido principalmente a las reclasificaciones en respuesta a la Decisión de la Agenda del CINIIF de marzo de 2019 relativa al reconocimiento de las transacciones no financieras con entrega física en el ámbito de la NIIF 9. Para más información, véase el párrafo 4.3 de las notas a los estados financieros consolidados.

Este cambio fue parcialmente compensado por una disminución en el entorno de cumplimiento en Italia y una reducción de impuestos en España por la suspensión (de acuerdo con el Real Decreto 15/2015 de 5 de octubre de 2018) de la aplicación de impuestos sobre la generación de energía térmica convencional y sobre el consumo hidrocarburos utilizados en la generación.

9.g Gastos capitalizados - 2.355 millones de euros

Millones de euros				
	2019	2018	Variación	
Personal	(899)	(836)	(63)	-7.5%
Materiales	(980)	(852)	(128)	-15.0%
Otros	(476)	(576)	100	-17.4%
Total	(2,355)	(2,264)	(91)	-4.0%

Los costos capitalizados aumentaron en 91 millones de euros, principalmente para la línea de negocios de Infraestructura y Redes en Colombia, Perú el desarrollo y la ejecución de una mayor inversión en el interior de Italia.

10. Ingresos/(gastos) netos de la gestión de riesgos de los productos básicos - (733) millones de euros

Millones de euros

	2019	2018	Variación	
Ingresos:				
- ingresos de los derivados de cobertura del flujo de efectivo	200	93	107	-
- ingresos de los derivados a valor razonable por ganancias o pérdidas ⁽¹⁾	1,311	3,910	(2,599)	-66.5%
Ingresos	1,511	4,003	(2,492)	-62.3%
Gastos:				
- gasto en derivados de cobertura de flujo de efectivo	(23)	(68)	45	-66.2%
- gasto en derivados a valor razonable por ganancias o pérdidas ⁽¹⁾	(2,221)	(3,403)	1,182	-34.7%
Gastos totales	(2,244)	(3,471)	1,227	-35.4%
INGRESOS/(GASTOS) NETOS DE LA GESTIÓN DE RIESGOS DE LOS PRODUCTOS BÁSICOS	(733)	532	(1,265)	-

(1) Las cifras de 2018 se han ajustado para tener en cuenta las interpretaciones del Comité Internacional de Interpretación de los Informes Financieros (IFRIC) contenidas en la Decisión de la Agenda de marzo de 2019, que implicaban cambios en la clasificación, sin impacto en los márgenes, de los efectos de los contratos de compra y venta de productos básicos medidos a valor razonable con pérdidas y ganancias (para más detalles, véase la nota 4.3 de los estados financieros consolidados).

Los gastos netos de la gestión del riesgo de los productos básicos ascendieron a 733 millones de euros en 2019 (frente a unos ingresos netos de 532 millones de euros en 2018), que pueden desglosarse como sigue: > beneficio neto de derivados de cobertura de flujos de caja por importe de 177 millones de euros (frente a un beneficio neto de 25 millones de euros en 2018);

> Gasto neto en derivados a valor razonable con cambios en resultados por importe de 910 millones de euros (frente a un beneficio neto de 507 millones de euros en 2018); Para más información sobre derivados, véase la nota 46 "Derivados y contabilidad de coberturas".

11. Ingresos/(gastos) financieros netos de los derivados - 342 millones de euros

Millones de euros

	2019	2018	Variación	
Ingresos:				
- ingresos de los derivados designados como derivados de cobertura	1,120	1,142	(22)	-1.9%
- ingresos de los derivados a valor razonable por ganancias o pérdidas	364	851	(487)	-57.2%
Ingresos totales	1,484	1,993	(509)	-25.5%
Gastos:				
- gasto en derivados designados como derivados de cobertura	(538)	(408)	(130)	31.9%
- gasto en derivados a valor razonable por ganancias o pérdidas	(604)	(1,124)	520	-46.3%
Gastos totales	(1,142)	(1,532)	390	25.5%
TOTAL DE INGRESOS/(GASTOS) FINANCIEROS DE LOS DERIVADOS	342	461	(119)	-25.8%

Los ingresos netos de los derivados sobre tipos de interés y de cambio ascendieron a 342 millones de euros en 2019 (frente a un saldo de ingresos netos de 461 millones de euros en 2018), que pueden desglosarse de la siguiente manera:

> Beneficio neto de los derivados designados como de cobertura por un importe de 582 millones de euros (frente a un beneficio neto de 734 millones de euros en 2018), principalmente en lo que se refiere a las coberturas de flujos de caja;

> gastos netos en derivados a valor razonable con beneficio o pérdida de 240 millones de euros (frente a un gasto neto de 273 millones de euros en 2018).

Los saldos netos reconocidos en 2019 en relación con los derivados tanto de cobertura como de negociación se refieren principalmente a la cobertura del riesgo cambiario. Para más información sobre los derivados, véase la nota 46 "Derivados y contabilidad de cobertura".

12. Otros ingresos/(gastos) financieros netos - 2.786 millones de euros

Otros ingresos financieros

Millones de euros				
	2019	2018	Variación	
Ingresos por concepto de intereses de los activos financieros (corriente y no corriente):				
- ingresos por intereses a la tasa efectiva de bonos y las cuentas por cobrar no corrientes	126	93	33	35.5%
- ingresos por intereses al tipo efectivo de las inversiones financieras a corto plazo	162	163	(1)	-0.6%
Total de ingresos por concepto de intereses al tipo de interés efectivo	288	256	32	12.5%
Ingresos financieros sobre valores no corrientes a valor razonable con ganancias o pérdidas	-	-	-	-
Ganancias de cambio	915	910	5	0.5%
Ingresos por inversiones de capital	4	12	(8)	-66.7%
Otros ingresos	1,262	1,190	72	6.1%
TOTAL DE INGRESOS FINANCIEROS	2,469	2,368	101	4.3%

Los ingresos financieros, por un importe de 2.469 millones de euros, aumentaron en 101 millones de euros con respecto al año anterior, debido principalmente a un aumento de "Otros ingresos" como resultado de la aplicación a las empresas argentinas de la NIC 29 relativa a la contabilización de las economías hiperinflacionarias (+179 millones de euros). Véase la nota 4.2 de los estados financieros consolidados

correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019 para más información.

Esto se compensó en parte por el efecto del ajuste al valor justo valor en 2018 del crédito financiero de Enel Produzione que surge de la venta del 50% de Slovak Power Holding (134 millones de euros).

Otros Gastos financieros

Millones de euros				
	2019	2018	Variación	
Gastos de intereses de la deuda financiera (corriente y no corriente):				
- intereses de los préstamos bancarios	386	408	(22)	-5.4%
- gastos de intereses de los bonos	2,030	1,953	77	3.9%
- gastos de intereses de otros préstamos	183	127	56	44.1%
Total de gastos de interés	2,599	2,488	111	4.5%
Pérdidas de cambio	1,229	1,378	(149)	-10.8%
Accretion of post-employment and other employee benefits	135	107	28	26.2%
Accretion of other provisions	186	169	17	10.1%
Charges on equity investments	2	1	1	-
Other expenses	1,104	734	370	50.4%
TOTAL FINANCIAL EXPENSE	5,255	4,877	378	7.8%

Los otros gastos financieros ascendieron a 5.255 millones de euros, lo que supone un aumento total de 378 millones de euros con respecto a 2018. El cambio refleja en particular los siguientes factores:

> Un aumento de otros gastos de 370 millones de euros, debido en gran parte a:

- Un aumento de 252 millones de euros en gastos financieros como resultado de la aplicación a las empresas argentinas de la NIC 29 relacionada con la contabilidad de las economías hiperinflacionarias. Para más información, véase la nota 4.2 de los estados financieros consolidados correspondientes al año

terminado el 31 de diciembre de 2019;

- El efecto del reconocimiento en 2018 de la reversión del deterioro reconocido en la cuenta financiera por cobrar que surge de la venta del 50% de Slovak Power Holding (186 millones de euros);

- Una reducción de 83 millones de euros en gastos financieros debido a un aumento de la capitalización de los cargos;

> Un aumento de los gastos de intereses de la financiación por un importe de 111 millones de euros. Esto reflejó el aumento de los gastos por intereses de los

bonos (77 millones de euros) y los gastos financieros derivados de la aplicación de la NIIF 16 (54 millones de euros);

> Una disminución de 149 millones de euros en las pérdidas por diferencias cambiarias, que refleja principalmente la evo-

lución de los tipos de cambio asociados a la deuda financiera neta denominada en monedas distintas del euro.

13. Participación en los ingresos/(pérdidas) de las inversiones en capital social contabilizadas con arreglo al método de la participación - €(122) millones de euros

Millones de euros

	2019	2018	Variación	
Participación en los ingresos de los asociados	120	521	(401)	-77.0%
Participación en las pérdidas de los asociados	(242)	(172)	(70)	-40.7%
Total	(122)	349	(471)	-

La proporción de ingresos y pérdidas de las inversiones en capital social contabilizadas por el método de la participación se deterioró en 471 euros millones de dólares en comparación con el año anterior. Además de reflejar las participaciones del Grupo en las empresas valoradas por el método de la participación, la variación se debió principalmente al ajuste en 2018 del valor razonable de la participación del 50% en Slovak Power

Holding (362 millones de euros), que había sido anotado varias veces en años anteriores. Esta reducción también muestra los efectos de la readquisición de las participaciones de control en 13 empresas de EGPNA REP, que dio lugar a un cambio en el ámbito de la consolidación y al reconocimiento de una pérdida de capital por parte de EGPNA REP.

14. Impuestos sobre la renta - 836 millones de euros

Millones de euros

	2019	2018	Variación	
Impuestos corrientes	2,137	2,014	123	6.1%
Ajustes de los impuestos sobre la renta relativos a años anteriores	(132)	(150)	18	-12.0%
Total Impuestos corrientes	2,005	1,864	141	7.6%
Gastos de impuestos diferidos	(567)	92	(659)	-
Ingresos por impuestos diferidos	(602)	(105)	(497)	-
TOTAL	836	1,851	(1,015)	-54.8%

La disminución del impuesto sobre la renta en 2019 en comparación con el año anterior se debe esencialmente a la reducción de los ingresos.

En términos porcentuales, la carga fiscal ha disminuido debido, en particular, a:

> La liberación de 494 millones de euros en impuestos diferidos por parte de Enel Distribuição São Paulo tras la fusión con Enel Brasil Investimentos Sudeste SA (Enel Sudeste);

> El acuerdo con las autoridades fiscales sobre la opción del "compartimento de patentes", que prevé una fiscalidad preferente de las ganancias resultantes del uso de la propiedad intelectual (53 millones de euros);

> Una disminución de los impuestos (por un monto de 35 millones de euros) reconocidos en la Argentina por las empresas

generadoras Enel Generación Costanera y Central Dock Sud como resultado del ejercicio de la opción de "revalúo impositivo" para los incentivos fiscales. A cambio del pago de un impuesto sustitutivo, este mecanismo permite la revalorización de determinados activos a efectos fiscales, lo que resulta en el reconocimiento de activos por impuestos diferidos y la mayor deducibilidad de las depreciaciones futuras;

> La reversión del pasivo por impuestos diferidos por parte de la EGPNA como un Efecto cilíndrico de la adquisición de una serie de empresas de EGPNA REP;

> La deducibilidad del fondo de comercio resultante de la fusión de GasAtacama en Enel Generación Chile.

Estos efectos fueron parcialmente compensados por el reconocimiento en el año anterior de lo siguiente:

> Mayores activos de impuestos diferidos sobre pérdidas pasadas por Enel Dis tribución Goiás como resultado de la mejora de la eficiencia medidas aplicadas por el Grupo con posterioridad a la adquisición (274 millones de euros);

> Una disminución de los impuestos sobre la renta en Italia para el reconocimiento de activos de impuestos diferidos (85 millones de euros) por las pérdidas pasadas de 3Sun tras la fusión con Enel Green Power SpA;

> Una reducción de los pasivos por impuestos diferidos (61 millones de euros) a raíz de la reforma fiscal en Colombia, que condujo a una reducción de las tasas impositivas progresivas del 33% al 30%.

Para más información sobre los cambios en los activos y pasivos por impuestos diferidos, véase la nota 22.

En el cuadro siguiente se presenta una conciliación entre la tasa impositiva teórica y la tasa impositiva efectiva.

Millones de euros				
	2019		2018	
Ingresos antes de impuestos	4,312		8,201	
Impuestos teóricos	1,035	24.0%	1,968	24.0%
Variación del efecto fiscal sobre las pérdidas por deterioro, las ganancias el fondo de de capital y comercio negativo	93		(180)	
Reversión de impuestos diferidos en el Brasil	(494)		-	
Reconocimiento de activos por imp. diferidos por pérdidas pasadas en Brasil	-		(274)	
Reconocimiento de activos por imp. diferidos por pérdidas pasadas en Italia	-		(86)	
Cambio en el efecto de los impuestos a la renta de Kino y otros en México	-		100	
Repercusiones en los impuestos diferidos por cambios en las tasas tributarias	(33)		(61)	
Mecanismo de caja de patentes en Italia	(50)		-	
Remediación para fines tributarios de ciertos activos en la Argentina	(35)		-	
IRAP	235		237	
Otras diferencias, efecto de las diferentes tasas impositivas en el extranjero en comparación con la tasa teórica en Italia, y otros menores	85		147	
Total	836		1,851	

15. Ganancias básicas y diluidas por acción

Ambos indicadores se han calculado sobre la base de un

número medio de acciones ordinarias para el año de 10.166.331.854, ajustado por las 1.549.152 acciones de tesorería con un valor nominal de 1,00 euros cada una (0 al 31 de diciembre de 2018).

	2019	2018	Variación	
Resultado neto de las operaciones continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (Millones de euros)	2,174	4,789	(2,615)	-54.6%
Resultado neto de las actividades discontinuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (Millones de euros)	-	-	-	-
Beneficio neto atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (Millones de euros)	2,174	4,789	(2,615)	-54.6%
Número de acciones ordinarias	10,166,331,854	10,166,679,946	(348,092)	-
Efecto dilusivo de las opciones de compra de acciones	-	-	-	-
Ganancias básicas y diluidas por acción (euros)	0.21	0.47	(0.26)	-55.3%
Ganancias básicas y diluidas de las operaciones continuas por acción (euros)	0.21	0.47	(0.26)	-55.3%
Ganancias básicas y diluidas de las operaciones discontinuadas por acción (en euros)	-	-	-	-

16. Propiedad, planta y equipo - 79.809 millones de euros

A continuación, figura el desglose y los cambios de los bienes, plantas y equipo para 2019.

Millones de euros	Terrenos	Edificios	Planta y maquinaria	Equipo Industrial y Comercial	Otros activos	Activos arrendados	Mejoras en el arrendamiento	Activos en construcción y anticipos	Total
Costo neto del deterioro acumulado	655	9,919	158,257	503	1,401	1,077	411	6,092	178,315
Depreciación acumulada	-	5,303	94,314	345	1,095	363	264	-	101,684
Saldo al 31 de dic del 2018	655	4,616	63,943	158	306	714	147	6,092	76,631
Gastos de capital	3	43	1,742	33	61	7	3	6,340	8,232
NIIF 16 al 1 de enero de 2019	-	-	-	-	-	1,370	-	-	1,370
Activos que entran en servicio	18	313	3,451	1	39	-	15	(3,837)	-
Diferencia de cambio	(5)	31	(322)	-	(3)	9	-	(144)	(434)
Cambio en el alcance de la consolidación			9 105 834 -		2	51	2	(18)	985
Eliminaciones	(6)	(13)	(66)	(2)	(3)	(64)	(1)	-	(155)
Depreciación	-	(189)	(3,885)	(26)	(91)	(260)	(30)	-	(4,481)
Pérdidas por deterioro	(31)	(286)	(3,230)	(1)	(3)	-	-	(394)	(3,945)
Reversión del deterioro pérdidas			- 115 167 -		-	-	-	-	282
Otras variaciones	20	151	1,140	(2)	14	174	-	240	1,737
Reclasificaciones de/a activos mantenidos para la venta			-(90) (310) -		-	-	-	(13)	(413)
Variaciones totales	8	180	(479)	3	16	1,287	(11)	2,174	3,178
Costo neto del deterioro acumulado		663	10,265	160,068	527	1,471	2,614	427	8,266
Depreciación acumulada	-	5,469	96,604	366	1,149	613	291	-	104,492
Saldo al 31 de dic del 2019	663	4,796	63,464	161	322	2,001	136	8,266	79,809

Las instalaciones y maquinaria incluyen activos a entregar gratuitamente con un valor neto contable de 8.976 millones de euros (8.747 millones de euros a 31 de diciembre de 2018), principalmente en lo que respecta a las centrales eléctricas de Iberia y América Latina que ascienden a 4.267 millones de euros (4.390 millones de euros a 31 de diciembre de 2018), y a la red de distribución de electricidad en América Latina que asciende a 3.911 millones de euros (3.806 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).

Para más información sobre los bienes arrendados, véase la nota 18.

A continuación, se resumen los tipos de gastos de capital realizados durante 2019. Estos gastos, por un total de 8.924 millones de euros, aumentaron en 2.394 millones de euros a partir de 2018, un aumento que se concentró especialmente en las plantas de energía solar.

Millones de euro	2019	2018
Plantas de energía:		
- Térmico	602	400
- Hidroeléctrica	382	504
- Geotérmico	145	114
- Nuclear	130	156
- Fuentes de energía alternativas	3,895	2,170
Total de plantas de energía	4,954	3,344
Redes de distribución de electricidad ⁽¹⁾	3,874	3,090
Terrenos, construcciones y otros activos y equipos	96	98
TOTAL	8,924	6,530

(1) La cifra para 2019 incluye 692 millones de euros en inversiones en infraestructura dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12 (271 millones de euros en 2018).

Los gastos de capital en las centrales eléctricas ascendieron a 4.954 millones de euros, lo que supone un aumento de 1.610 millones de euros con respecto al año anterior, que refleja esencialmente el aumento de la inversión en centrales de energía alternativa. Los gastos de capital en centrales eléctricas se destinan principalmente a los parques eólicos de América del Norte, España, el Brasil, Sudáfrica y Grecia, y a las plantas solares de los Estados Unidos, el Brasil y España.

Los gastos de capital en la red de distribución de electricidad ascendieron a 3.874 millones de euros, lo que supone un aumento de 784 millones de euros en comparación con el año anterior, y se refirieron principalmente a la mejora de la calidad del servicio en Italia y el Brasil y a la producción de contadores inteligentes por valor de 730 millones de euros.

El cambio en el ámbito de consolidación en 2019 se refiere principalmente a la adquisición de participaciones de control en varias empresas de EGPNA REP, una empresa conjunta participada a partes iguales por EGPNA (ahora Enel North America) y los Servicios Financieros de Energía de General Electric Capital, empresas que anteriormente se medían por el método de la participación (1.033 millones de euros), y la adquisición de Tradewind Energy, una empresa que desarrolla proyectos de energía renovable en los Estados Unidos, y YouSave SpA.

El deterioro se refiere principalmente a los ajustes del valor contable de varias plantas de carbón en Italia, España, Chile y Rusia. En Chile, concretamente, se ha ajustado el valor de dos plantas debido en parte al acuerdo alcanzado con el gobierno chileno en relación con su esmantelamiento anticipado, y se ha ajustado el valor de la planta de carbón de Reftinskaya en Rusia debido a su venta.

En España, el deterioro del mercado en relación con la evolución de los precios de las materias primas y el funcionamiento del mercado de emisiones de CO2 en el tercer trimestre de 2019 comprometió la competitividad de las centrales de carbón. En Italia, además del deterioro de las condiciones del mercado, la aplicación de nuevas regulaciones del mercado de capacidad para el mecanismo de remuneración de la capacidad disponible restringió el alcance de la aplicación futura para las centrales con mayor emisión de CO2, excluyendo la tecnología del carbón del mercado de la electricidad. Por estas razones, el valor contable de una serie de centrales de carbón en Italia y España, incluyendo los costos de desmantelamiento asociados, se ha escrito por un total de 3.527 millones de euros.

Estos efectos fueron parcialmente compensados por las reversiones del deterioro de las plantas de gas en Italia por un importe de 265 millones de euros tras las pruebas de deterioro. Las reclasificaciones de/a los activos mantenidos para la venta se refieren principalmente a la planta GRES de Reftinskaya, que fue vendida por Enel Rusia a JSC Kuzbassenergo en el 4º trimestre de 2019.

Otros cambios incluyen la provisión de los costos de desmantelamiento y los cargos por restauración de plantas en Italia y España por un monto de 825 millones de euros, principalmente en relación con las plantas de carbón, los efectos de la NIC 29 sobre la propiedad, planta y equipo por un total de 462 millones de euros y el efecto de la capitalización de los intereses de los préstamos dedicados específicamente a gastos de capital por un monto de 159 millones de euros (77 millones de euros en 2018), como se detalla a continuación.

Millones de euros

	2019	Rate %	2018	Tarifa %	Variación	
Enel Green Power SpA	4	1.2%	4	1.7%	-	-
Enel Green Power Brazil	16	5.8%	19	0.9%	(3)	-15.8%
Enel Green Power Norte America	16	0.2%	9	0.5%	7	77.8%
Enel Green Power México	36	7.0%	3	5.2%	33	-
Enel Green Power South Africa	17	6.4%	6	6.3%	11	-
Enel Américas Group	14	8.3%	16	8.5%	(2)	-12.5%
Enel Chile Group	12	8.0%	9	7.7%	3	33.3%
Endesa Group	3	1.8%	4	1.9%	(1)	-25.0%
Enel Green Power España Group	3	1.8%	-	-	3	-
Enel Russia Group	5	9.1%	-	-	5	-
Enel Green Power India Group	3	7.5%	-	-	3	-
Enel Producción	9	4.8%	7	4.8%	2	28.6%
Enel Finanzas internacionales	21	1.6%	-	-	21	-
Total	159		77		82	-

Al 31 de diciembre de 2019, los compromisos contractuales de compra de propiedades, plantas y equipos ascendían a 763 millones de euros.

17. Infraestructura en el ámbito de la "CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios".

Los acuerdos de concesión de servicios, que se reconocen

de acuerdo con la CINIIF 12, considerar ciertas infraestructuras que sirven a las concesiones de distribución de electricidad en el Brasil.

En el siguiente cuadro se resumen los detalles más destacados de esas concesiones.

Millones de euros

Grantor	Actividad	Pais	Periodo de Concesión	Periodo de concesión restante	Opción de renovación	Montos reconocidos entre los activos de los contratos con clientes al 31 diciembre 2019	Montos reconocidos entre los activos financieros al 31 de diciembre del 2019	Montos reconocidos entre activos intangibles al 31 de dic. del 2019	
						r			
Enel Distribuição Rio	Governador brasileiro	Electricity distribution	Brazil	1997-2026	7 años	Sí	134	800	641
Enel Distribuição Ceará	Governador brasileiro	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	9 años	Sí	61	525	591
Enel Green Power Mourão	Governador brasileiro	Power generation	Brazil	2016-2046	27 años	No	-	6	-
Enel Green Power Paranapanema	Governador brasileiro	Power generation	Brazil	2016-2046	27 años	No	-	30	-
Celg Distribuição	Governador brasileiro	Electricity distribution	Brazil	2015-2045	26 años	No	99	33	491
Enel Green Power Volta Grande	Governador brasileiro	Power generation	Brazil	2017-2047	28 años	No	-	316	-
Enel Distribuição São Paulo	Governador brasileiro	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	9 años	No	185	1,003	893
Total							479	2,714	2,616

El valor de los activos al final de las concesiones clasificadas como activos financieros se ha medido a su valor razonable. Para más información, véase la nota 47 "Activos medidos al valor razonable".

18. Arrendamiento

Al 1 de enero de 2019, los efectos en la propiedad, planta y equipo de la aplicación de la NIIF 16 ascendían a 1.370 millones de euros. En el cuadro que figura a continuación se muestran los cambios en los activos con derecho a uso en 2019.

Millones de euros

	Terreno arrendados	Edificios alquilados	Plantas Alquiladas	Otros activos alquilados	Total
Total al 31 de diciembre del 2018	10	36	518	150	714
NIIF 16 al 1 de enero de 2019	520	679	-	171	1,370
Diferencias en el tipo de cambio	4	-	5	-	9
Depreciación	(23)	(124)	(30)	(83)	(260)
Otras variaciones	34	10	(5)	129	168
Total al 31 de diciembre del 2019	545	601	488	367	2,001

En el cuadro que figura a continuación se indican las obligaciones por concepto de arrendamiento y los cambios que se han producido durante el año.

Millones de euros	
Total al 31 de diciembre del 2018	657
NIIF 16 1 de enero del 2019	1,370
Incremento	224
Pagos	(212)
Otras variaciones	(75)
Total al 31 de diciembre 2019	1,964
<i>De los cuales a medio y largo plazo</i>	<i>1,689</i>
<i>De los cuales a corto plazo</i>	<i>275</i>

Millones de euros	
	2019
Depreciación de los bienes con derecho de uso	260
Gastos por intereses de las obligaciones de arrendamiento	57
Gastos relacionados con los arrendamientos a corto plazo (incluidos en el costo de los servicios y otros materiales)	50
Gastos relacionados con el arrendamiento de bienes de bajo valor (incluidos en el costo de los servicios y otros materiales)	4
Pagos de alquiler variables (incluidos en el costo de los servicios y otros materiales)	9
Total	380

19. Propiedad de inversión - 112 millones de euros

Las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2019, llegaron a 112 millones de euros, una disminución de 23 millones de euros en relación con el año anterior.

Millones de euros	
Costo neto del deterioro acumulado	179
Depreciación acumulada	44
Saldo al 31 de diciembre de 2018	135
Depreciación	(3)
Pérdidas por deterioro	(24)
Otras variaciones	4
Variaciones totales	(23)
Costo neto del deterioro acumulado	157
Depreciación acumulada	45
Saldo al 31 de diciembre de 2019	112

La propiedad de inversión del Grupo consiste en propiedades en Italia, España, Brasil y Chile, que están libres de restricciones en la venta de la propiedad de inversión o en la remesa de ingresos y el producto de la enajenación. Además, el Grupo no tiene obligaciones contractuales de compra, construcción o desarrollo de propiedades de inversión ni de reparación, mantenimiento o mejoras.

El cambio del año se debió principalmente al deterioro reconocido en varios activos de Enel Italia.

Para más información sobre la valoración de las propiedades de inversión, véanse las notas 47 "Activos medidos a valor razonable" y 47.1 "Valor razonable de otros activos".

20. Activos intangibles - 19.089 millones de euros

A continuación figura un desglose y los cambios en los activos intangibles para 2019:

Millones de euros	Costos de desarrollo	Patentes industriales & derechos de propiedad intelectual	Concesiones, licencias, marcas y derechos similares	Acuerdo de concesión de servicios	Otros	Mejoras en el arrendamiento	Activos en desarrollo y avances	Costo de costo	Total
Costo neto del deterioro acumulado	42	2,352	15,246	6,899	3,294	-	985	986	29,804
Depreciación acumulada	19	1,987	1,705	4,119	2,479	-	-	481	10,790
Saldo al 31 de dic. de 2018	23	365	13,541	2,780	815	-	985	505	19,014
Gastos de capital	1	120	1	-	46	-	562	293	1,023
Activos que entran en servicio	12	306	6	-	255	-	(579)	-	-
Diferencias de cambio	-	(4)	(104)	(45)	(2)	-	(18)	-	(173)
Cambio en el alcance de la consolidación	4	1	1	-	50	7	144	-	207
Eliminaciones	-	-	-	(14)	-	-	(1)	1	(14)
Depreciación	(4)	(226)	(206)	(373)	(283)	-	-	(187)	(1,279)
Pérdidas por deterioro	-	(2)	(1)	-	(82)	-	(3)	(1)	(89)
Reversión del deterioro pérdidas	-	-	4	-	-	-	-	-	4
Otras variaciones	(13)	22	4	269	146	-	(18)	(2)	408
Reclasificaciones de/a activos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	(12)	-	(12)
Variaciones totales	-	217	(295)	(163)	130	7	75	104	75
Costo neto del deterioro acumulado	46	2,767	15,083	6,987	3,747	10	1,060	1,275	30,975
Depreciación acumulada	23	2,185	1,837	4,370	2,802	3	-	666	11,886
Saldo al 31 de dic. de 2019	23	582	13,246	2,617	945	7	1,060	609	19,089

En 2019, los activos intangibles registraron un aumento neto de 75 millones de euros. Este aumento refleja principalmente la capitalización de las nuevas inversiones del Grupo en iniciativas de transformación digital y una serie de adquisiciones de activos industriales muy innovadores. Las patentes industriales y los derechos de propiedad intelectual se refieren principalmente a los gastos incurridos en la compra de programas informáticos y de licencias de software. Las aplicaciones más importantes se refieren a facturación y gestión de clientes, el desarrollo de los portales de Internet y la gestión de los sistemas de las empresas.

El aumento registrado en 2019 (+59%) se debe principalmente a las inversiones del Grupo en iniciativas de transformación digital. Entre ellas, cabe destacar el proyecto "DigItalia" (55,5 millones de euros). Busca introducir las tecnologías digitales

y aplicaciones, lo que permite simplificar nuestro modelo organizativo y rediseñar ciertos procesos y enfoques operativos clave, aumentando su eficacia y eficiencia general. En la partida se incluye también la parte del valor de las patentes que puede reconocerse de conformidad con las disposiciones de las normas internacionales de contabilidad. La amortización se calcula de forma lineal a lo largo de la vida útil residual del activo.

Las concesiones, licencias, marcas comerciales y derechos similares incluyen los costos incurridos para la adquisición de clientes por parte de las empresas de distribución de electricidad y venta de gas. La amortización es calculada en línea recta sobre el término del promedio período de la relación con los clientes o de las concesiones.

En el siguiente cuadro se indican los acuerdos de concesión de servicios que no entran en el ámbito de aplicación de la CINIIF 12 y que tenían un saldo al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros

	Grantor	Actividad	Pais	Periodo de concesión	Periodo de concesión restante	Renovación opcional	al 31 de dic. del 2019	Valor razonable inicial
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribución eléctrica	España	Indefinido	Indefinido	-	5,678	5,673
Codensa	Republica de Colombia	Distribución eléctrica	Colombia	Indefinido	Indefinido	-	1,469	1,839
Enel Distribución Chile (anteriormente Chilectra)	Republica de Chile	Distribución eléctrica	Chile	Indefinido	Indefinido	-	1,433	1,667
Enel Distribución (anteriormente Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Republica de Perú	Distribución eléctrica	Perú	Indefinido	Indefinido	-	638	548
E- Distribución Muntenia	Ministerio de Economía De Rumania	Electricity distribution	Romania	2005-2054	34 años	Sí	131	191

La partida incluye los bienes con una vida útil indefinida en la de 9.218 millones de euros (9.271 millones de euros al 31 de diciembre de 2018), que corresponden esencialmente a concesiones para la distribución actividades en España (5.678 millones de euros), Colombia (1.469 millones de euros), Chile (1.433 millones de euros), y Perú (638 millones de euros), para los cuales hay no tiene una fecha de caducidad reglamentaria o actualmente previsible. Sobre la base de las previsiones desarrolladas, los flujos de caja de cada UGM, con los que están asociadas las distintas concesiones, son suficientes para recuperar el valor contable. El cambio durante el año es esencialmente atribuible a las variaciones de los tipos de cambio. Para más información sobre los acuerdos de concesión de servicios, véase la nota 17.

Los "otros" activos intangibles consisten principalmente en inversiones en aplicaciones digitales para las que no existe un título de propiedad o uso licencia, así como listas de clientes adquiridos externamente y otros activos intangibles de diversos tipos.

La modificación del ámbito de consolidación para 2019 se refiere principalmente a las empresas adquiridas en América del Norte de la EGPNA REP.

Las pérdidas por deterioro ascendieron a 89 millones de euros en 2019. Para más información, véase la nota 9.e.

Otros cambios incluyen la reclasificación de los acuerdos de concesión de servicios públicos a privados (en desarrollo) a activos no corrientes derivados de contratos con clientes en el Brasil en aplicación de la NIIF 15.

21. Goodwill - 14,241 millones de euros

Millones de euros	al 31 dic 2018			Variación en consol.	Diferencia T./cambio	Pérdida por deterioro	Compen. de costo con acumulacion deterioro	Otras variaciones	al 31 de diciembre 2019		
	Costo	Deterioro Acumulado	Valor neto contable						Costo	Deterioro acumulado	
Iberia ⁽¹⁾	11,177	(2,392)	8,785	-	-	-	-	-	11,177	(2,392)	8,785
Chile	1,209	-	1,209	-	-	-	-	-	1,209	-	1,209
Argentina	276	-	276	-	-	-	-	-	276	-	276
Perú	561	-	561	-	-	-	-	-	561	-	561
Colombia	530	-	530	-	-	-	-	-	530	-	530
Brasil	1,420	-	1,420	-	(9)	-	-	-	1,411	-	1,411
America Central	54	-	54	(13)	1	-	-	-	42	-	42
Enel Green Power Norte America	106	(11)	95	-	2	(27)	38	-	70	-	70
Enel X Norte America	328	-	328	-	7	-	-	-	335	-	335
PayTipper ⁽²⁾	-	-	-	19	-	-	-	-	19	-	19
Market Italia ⁽³⁾	579	-	579	-	-	-	-	-	579	-	579
Enel Green Power Italia	23	(3)	20	-	-	-	3	-	20	-	20
Romania ⁽⁴⁾	426	(13)	413	-	(10)	-	-	(2)	414	(13)	401
Tynemouth Energy	3	-	3	-	-	-	-	-	3	-	3
Total	16,692	(2,419)	14,273	6	(9)	(27)	41	(2)	16,646	(2,405)	14,241

(1) Incluye a Endesa y Enel Green Power España.

(2) La cifra puede estar sujeta a cambios una vez finalizado el proceso de asignación del precio de compra. Para más información, véase la nota 6.

(3) Incluye Enel Energía.

(4) Incluye E-Distribución, Enel Energie Muntenia y Enel Green Power Rumania.

La disminución de 32 millones de euros en el fondo de comercio puede atribuirse principalmente al deterioro de 27 millones de euros, que se refiere a la pérdida de valor del parque eólico de Padoma Wind Power, una empresa del grupo Enel Green Power North America.

Las diferencias en el tipo de cambio se deben principalmente a la desfavorable la evolución de los tipos de cambio en Rumania y el Brasil, que fueron parcialmente compensados por el impacto positivo del dólar americano.

Los criterios utilizados para identificar las unidades generadoras de efectivo (UGEs) se basaban esencialmente - de acuerdo con la visión estratégica y operativa de la dirección - en las características específicas de su negocio, en las normas y reglamentos operativos de los mercados en los que opera Enel, en la organización empresarial y en el nivel de información supervisado por la dirección.

El valor recuperable del fondo de comercio reconocido se estimó calculando el valor en uso de las UGM mediante modelos de flujo de efectivo descontado, que implican la

estimación de los flujos de efectivo futuros previstos y la aplicación de una tasa de descuento apropiada, seleccionada sobre la base de insumos de mercado como las tasas libres de riesgo, las betas y las primas de riesgo de mercado.

Aunque las UGEs no han cambiado desde el año pasado, las pruebas de deterioro se realizaron este año a nivel del segmento operativo dentro de la UGEs que resulta de la combinación de las líneas de negocios y los países/regiones. Los flujos de efectivo se determinaron sobre la base de la mejor información disponible en el momento de la estimación, teniendo en cuenta los riesgos específicos de cada UGM, y se extrajeron:

> Para el período explícito, a partir del plan de negocios aprobado por el Consejo de Administración de la Sociedad matriz el 25 de noviembre de 2019, que contiene las previsiones de volúmenes, ingresos, gastos de explotación, gastos de capital, organización industrial y comercial y la evolución de las principales variables macroeconómicas (inflación, tipos de interés nominales y tipos de cambio) y los precios de los productos básicos. El período explícito de las corrientes de efectivo considerado en la prueba de deterioro fue de cinco años;

Goodwill matrix

Millones de euros	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other	Total
Italia	-	20	-	579	19	-	-	618
Enel Green Power	-	20	-	-	-	-	-	20
Enel Energía	-	-	-	579	-	-	-	579
Otros	-	-	-	-	19	-	-	19
Iberia	-	1,190	5,788	1,807	-	-	-	8,785
América Latina	44	1,961	2,005	-	-	35	(35)	4,010
Argentina	-	40	236	-	-	-	-	276
Brazil	-	397	1,014	-	-	-	-	1,411
Chile	-	996	213	-	-	-	-	1,209
Colombia	-	307	223	-	-	-	-	530
Perú	43	198	320	-	-	-	-	561
Panamá	-	23	-	-	-	-	-	23
Europa y los Asuntos Euro-Mediterráneos	3	-	342	59	-	-	-	404
Romania	-	-	342	59	-	-	-	401
Otros países	3	-	-	-	-	-	-	3
Norte America	-	89	-	-	335	-	-	424
Estados Unidos y Canadá	-	70	-	-	335	-	-	405
México	-	19	-	-	-	-	-	19
Total	47	3,260	8,135	2,445	354	35	(35)	14,241

> Para los años siguientes, a partir de hipótesis relativas a la evolución a largo plazo de las principales variables que determinan las corrientes de efectivo, la vida útil residual media de los activos o la duración de las concesiones.

Más específicamente, el valor terminal calculado en base a las características específicas de los negocios relacionados con las diversas UGEs sujetas a pruebas de deterioro:

> Perpetuidad, para los negocios de generación y distribución de energía de grandes hidroeléctricas (LH), en los que las licencias y concesiones públicas son de naturaleza a largo plazo y fácilmente renovables; así como para los negocios de Enel X, ya que se caracterizan por el desarrollo de conocimientos técnicos específicos que son sostenibles a largo plazo;

> Anualidad, para las UGEs que se caracterizan predominantemente por el negocio de la venta al por menor, para el cual la vida residual está, por lo tanto, esencialmente correlacionada con la duración media de las relaciones con los clientes; así como para los negocios de generación de energía térmica convencional (G&T). También se utiliza para las empresas de energía renovable (Enel Green Power) para

tener en cuenta: i) el valor resultante de la vida útil restante de las plantas; y ii) el valor residual, en caso de desmantelamiento de las plantas, asociado a los derechos de licencia, la competitividad de las instalaciones de producción (en términos de recursos naturales) y la interconectividad de las redes.

La tasa de crecimiento nominal es igual a la tasa de crecimiento a largo plazo de la electricidad y/o la inflación (según el país y la empresa de que se trate) y, en cualquier caso, no superior a la tasa media de crecimiento a largo plazo del mercado de referencia.

Se comprobó que el valor en uso calculado como se ha descrito anteriormente era superior a la cantidad reconocida en el balance.

A fin de verificar la solidez del valor en uso de las UGM, se realizaron análisis de sensibilidad para el principal motor de los valores, en particular la WACC, el crecimiento a largo plazo y los márgenes, cuyos resultados apoyaron plenamente ese valor.

En el cuadro que figura a continuación se presenta la composición de los principales valores del fondo de comercio según la empresa a la que pertenece la unidad generadora de efectivo (UGE), junto con las tasas de descuento aplicadas y el horizonte temporal en el que se han descontado las corrientes de efectivo previstas.

Millones de euros	Cantidad	Tasa de crecimiento ⁽¹⁾	Tasa de descuento antes de impuestos ⁽²⁾	Periodo explícito del Flujo de efectivo	Valor terminal ⁽³⁾
al 31 de dic 2019					
Iberia ⁽⁴⁾	8,785	1.80%	4.59%	5 years	Perpetuidad/26 años EGP/9 años G&T
Chile	1,209	2.07%	7.41%	5 years	Perpetuidad/25 años EGP/9 años G&T
Argentina	276	6.36%	21.84%	5 years	Perpetuidad/1 año G&T/4 años LH
Perú	561	2.39%	7.46%	5 years	Perpetuidad/23 años EGP/9 años G&T
Colombia	530	2.97%	9.01%	5 years	Perpetuidad/27 años EGP/16 años G&T
Brasil	1,411	3.61%	10.64%	5 years	Perpetuidad/26 años EGP/7 años G&T
Central America	42	2.01%	9.68%	5 años	22 años
Enel Green Power Norte America	70	2.01%	6.58%	5 años	24 años
Enel X Norte America	335	2.01%	10.89%	5 años	Perpetuidad
Market Italia ⁽⁵⁾	579	0.48%	10.23%	5 años	15 años
Enel Green Power Italia	20	1.03%	6.15%	5 años	Perpetuidad/25 años
Romania ⁽⁶⁾	401	2.00%	7.27%	5 años	Perpetuidad/17 años
PayTipper SpA	19	n/a	n/a	n/a	n/a
Tynemouth Energy	3	n/a	n/a	n/a	n/a

1) Tasa de crecimiento perpetuo de las corrientes de efectivo después del período de previsión explícita.

(2) WACC antes de impuestos calculada mediante el método iterativo: la tasa de descuento que asegura que el valor en uso calculado con los flujos de caja antes de impuestos es igual al calculado con los flujos de caja después de impuestos descontados con el WACC después de impuestos.

(3) El valor terminal se ha estimado sobre la base de una Perpetuidad o una anualidad con un rendimiento creciente para los años indicados en la columna (G&T = Generation & trading, EGP = Enel Green Power, LH = Large Hydro).

(4) Incluye a Endesa y Enel Green Power España.

(5) Incluye Enel Energía.

(6) Incluye E-Distributie Muntenia, Enel.

Al 31 de diciembre de 2019, las pruebas de deterioro realizadas para las UGEs y a nivel de los segmentos operativos dentro de las UGEs identificadas en la

intersección de las Líneas de Negocio y los países/regiones a los que se asignó el fondo de comercio no encontraron pérdidas por deterioro.

Cantidad	Tasa de crecimiento ⁽¹⁾	Pre-tax WACC discount tasa ⁽²⁾	Periodo explícito de flujo de efectivo	Valor terminal ⁽³⁾
Al 31 de diciembre de 2018				
8,785	1.61%	6.88%	5 años	Perpetuidad/24 años
1,209	2.63%	7.53%	5 años	Perpetuidad/25 años
276	7.14%	20.07%	5 años	Perpetuidad
561	3.38%	6.82%	5 años	Perpetuidad/26 años
530	2.97%	9.30%	5 años	Perpetuidad/28 años
1,420	4.00%	9.46%	5 años	Perpetuidad/26 años
54	1.46%	8.98%	5 años	24 años
95	2.27%	6.83%	5 años	25 años
328	2.27%	10.31%	5 años	Perpetuidad
579	0.73%	10.98%	5 años	15 años
20	0.99%	6.65%	5 años	Perpetuidad/23 años
413	2.37%	6.78%	5 años	Perpetuidad/18 años
n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
3	n/a	n/a	n/a	n/a

22. Activos y pasivos por impuestos diferidos - 9.112 millones de euros y 8.314 millones de euros

En el cuadro siguiente se detallan los cambios en los activos y pasivos por impuestos diferidos por tipo de diferencia temporal y calculados sobre la base de los tipos impositivos establecidos por las reglamentaciones aplicables, así como

la cantidad de activos de impuestos diferidos que pueden compensarse, cuando esté permitido, con pasivos de impuestos diferidos.

Millones de euros	Aumento/ (Disminución) llevado a la cuenta de resultados	Aumento/ (Disminución) llevado al patrimonio	Cambios en el alcance de la consolidación	Ajuste por conversión	Otros cambios	Reclasificaciones de activos mantenidas para la venta	al 31 de dic, 2018	al 31 de dic 2019	
Activos diferidos:									
- Diferencias en el valor de los activos intangibles, planta y equipos	1,669	726	(11)	(3)	(1)	(7)	-	2,372	
- Devengados a las provisiones para riesgos y gastos y pérdidas por deterioro con deducción diferida		1,726	(119)	(1)	-	(29)	126	-	1,702
- Pérdida fiscal trasladada	508	56	-	-	(5)	(57)	-	502	
-Medición de los instrumentos financieros	801	37	(60)	-	1	7	-	786	
- Beneficios de los empleados	869	6	209	-	(10)	12	-	1,086	
- Otros artículos	2,732	(104)	1	1	(1)	35	-	2,664	
Total	8,305	602	138	(2)	(45)	116	-	9,112	
Pasivos por impuestos diferidos:									
- Diferencias en los activos financieros y no corrientes	6,638	(623)	(3)	89	(90)	82	-	6,093	
-Medición de los instrumentos financieros	403	41	36	-	1	-	-	481	
- Otros artículos	1,609	15	8	9	(16)	115	-	1,740	
Total	8,650	(567)	41	98	(105)	197	-	8,314	
Activos por impuestos diferidos no compensables								4,743	
Pasivos por impuestos diferidos no compensables								3,054	
Exceso del pasivo neto por impuestos diferidos después de cualquier								891	

Al 31 de diciembre de 2019, los activos por impuestos diferidos, reconocidos cuando existe una certeza razonable de su recuperabilidad, ascendían a 9.112 millones de euros (8.305 millones de euros al 31 de diciembre de 2018).

Los activos por impuestos diferidos aumentaron en 809 millones de euros durante el año debido, esencialmente, a los impuestos reconocidos en 2019 sobre el deterioro de las centrales de carbón en Italia y España.

Cabe señalar también que no se registraron activos por impuestos diferidos (por valor de 279 millones de euros) en relación con pérdidas fiscales anteriores por valor de 965 millones de euros porque, sobre la base de las estimaciones actuales de los futuros ingresos

imponibles, no es seguro que esos activos se recuperen.

Los pasivos por impuestos diferidos ascendían a 8.314 millones de euros al 31 de diciembre de 2019 (8.650 millones de euros al 31 de diciembre de 2018). Comprenden esencialmente la determinación de los efectos fiscales de los ajustes de valor de los activos adquiridos como parte de la asignación final del costo de las adquisiciones realizadas en los distintos años y el impuesto diferido con respecto a las diferencias entre la depreciación cargada a efectos fiscales, incluida la depreciación acelerada, y la depreciación basada en la estimación vida útil de los bienes.

El pasivo por impuestos diferidos disminuyó en un total de 336 millones de euros debido, en particular, a la liberación de 494 millones de euros en impuestos diferidos de Enel Distribuição São Paulo tras la fusión con Enel Brasil Investimentos Sudeste SA (Enel Sudeste), que anuló las diferencias entre los valores fiscales y contables de los activos netos en el momento de la adquisición de Enel Distribuição São Paulo. Esta disminución fue parcialmente compensada por los efectos de la hiperinflación.

23. Inversiones de capital contabilizadas por el método de la participación – 1,682 millones de euros

Las inversiones en acuerdos conjuntos y empresas asociadas que se contabilizan con arreglo al método de la participación son las siguientes. Las inversiones en acuerdos conjuntos y empresas asociadas que se contabilizan con arreglo al método de la participación son las siguientes.

Millones de euros		Effecto de los ingresos	Cambios en la consolidac.	Dividendos	Reclasificaciones de/a activos mantenidos para la venta	Otros cambios			% celebrado
	Al 31 de dic de 2018	% Celebrado						al 31 de dic del 2019	
Acuerdos conjuntos									
Slovak Power Holding	497	50.0%	(14)	-	-	-	21	504	50.0%
EGPNA Renewable Energy Partners	459	50.0%	(76)	(178)	-	(84)	16	137	20.0%
OpEn Fiber	394	50.0%	(58)	-	-	-	48	384	50.0%
Zacapa Topco Sàrl	147	21.4%	(7)	(5)	-	-	(5)	130	20.6%
Project Kino companies	79	20.0%	(21)	-	-	-	2	60	20.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica		72 43.8%	(7)	-	(6)	-	(1)	58	43.8%
Rocky Caney Holding	43	20.0%	4	-	-	-	(1)	46	20.0%
Drift Sand Wind Project	36	50.0%	3	-	-	-	(3)	36	50.0%
Front Marítim del Besòs	37	61.4%	-	-	-	-	-	37	61.4%
Enel Green Power Bungala	40	50.0%	3	-	-	-	(43)	-	51.0%
Rusenergosbyt	35	49.5%	44	-	(41)	-	2	40	49.5%
Energie Electrique de Tahaddart	27	32.0%	2	-	(3)	-	-	26	32.0%
Transmisora Eléctrica de Quillota	12	50.0%	1	-	(5)	-	(1)	7	50.0%
PowerCrop	-	50.0%	(9)	-	-	-	9	-	50.0%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	51.0%	-	-	-	-	-	-	51.0%
Nuclenor	-	50.0%	-	-	-	-	-	-	50.0%
Associates									
CESI	57	42.7%	7	-	-	-	(3)	61	42.7%
Tecnatom	29	45.0%	1	-	-	-	-	30	45.0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	10	33.5%	4	-	(3)	-	-	11	33.5%
Compañía Eólica Tierras Altas	11	37.5%	-	-	(2)	-	-	9	37.5%
Cogenio Srl	8	20.0%	1	-	-	-	2	11	20.0%
Otros	106		-	-	(15)	-	4	95	
Total	2,099		(122)	(183)	(75)	(84)	47	1,682	

El efecto de los ingresos incluye las cifras de ingresos positivos y negativos reconocidos por las empresas en proporción a la participación del Grupo Enel en dichas empresas y se refiere principalmente a la recompra por parte de EGPNA (ahora Enel

North America) de 13 empresas propietarias de siete plantas de energía renovable en funcionamiento de la empresa conjunta EGPNA REP

Por lo tanto, el cambio en el ámbito de consolidación se refiere principalmente a esta operación, así como a la posterior venta por parte de EGPNA (ahora denominada Enel North America) del 30% de su participación en la empresa conjunta EGPNA REP, propietaria de varias empresas que desarrollan proyectos de energía eólica (la operación Athena, que supuso una pérdida de capital de 25 millones de euros) y la reducción de la participación en la sociedad de propósito específico Zacapa Topco Sàrl, que posee el 100% de Ufinet International, uno de los principales operadores mayoristas de redes de fibra óptica de América Latina.

La reclasificación de 84 millones de euros en activos mantenidos para la venta se refiere a la participación de EGPNA REP Holding LLC en las empresas que desarrollan proyectos hidroeléctricos.

Otros cambios incluyen principalmente los cambios prorrateados en el OCI reservas u otros cambios reconocidos directamente en el patrimonio. En particular, 21 millones de euros para Slovak Power Holding se refiere a OCI cambios en los derivados de cobertura del flujo de caja, mientras que 48 millones de euros para la fibra OpEn es atribuible a un aumento de las reservas para futuras ampliaciones de capital por parte de los accionistas (66 millones de euros) y OCI reservas para derivados de cobertura de flujos de caja (-18 millones de euros). El El impacto negativo de 43 millones de euros reconocido por el Enel Green Las empresas de energía Bungala en Australia se refiere al valor justo la medición de los PPA firmados con los clientes.

En los cuadros que figuran a continuación se resume la información financiera de cada acuerdo conjunto y asociado del Grupo no clasificado como mantenido para la venta de conformidad con la NIIF 5.

Millones de euros	Activos corrientes		Activos corrientes		Total Activos	
	Al 31 de dic.2019	al 31 de dic. 2018	al 31 de dic. 2019	al 31 de dic. 2018	al 31 de dic. 2019	al 31 de dic. 2018
Acuerdos conjuntos						
Slovak Power Holding	10,182	9,295	702	922	10,884	10,217
OpEn Fiber	3,070	2,084	421	313	3,491	2,397
Zacapa Topco Sàrl	1,376	1,343	99	81	1,475	1,424
Rusenergosbyt	3	3	144	116	147	119
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	146	203	132	163	278	366
Energie Electricque de Tahaddart	77	91	20	11	97	102
Associates						
CESI	198	75	13	68	211	143
Tecnatom	62	51	64	67	126	118
Suministradora Eléctrica de Cádiz	19	6	66	70	85	76
Compañía Eólica Tierras Altas	4	6	23	27	27	33

Pasivo no corriente		Pasivos corrientes		Total pasivos		Capital de accionistas	
Al 31 de dic. 2019	al 31 de dic. 2018	al 31 de dic. 2019	al 31 de dic. 2018	al 31 de dic. 2019	al 31 de dic. 2018	al 31 de dic. 2019	al 31 de dic. 2018
6,385	5,643	755	981	7,140	6,624	3,744	3,593
1,894	1,043	828	565	2,722	1,608	769	789
753	669	73	65	826	734	649	690
-	-	131	112	131	112	16	7
25	72	85	126	110	198	168	168
6	8	8	9	14	17	83	85
21	13	-	55	21	68	190	75
35	29	24	24	59	53	67	65
33	26	20	21	53	47	32	29
2	3	2	2	4	5	23	28

Millones de euros	Ingresos totales		Ingresos antes de impuestos		Ingresos netos de las operaciones en curso	
	Al 31 de dic del 2019	al 31 de dic del 2018	al 31 de dic del 2019	al 31 de dic del 2018	al 31 de dic del 2019	al 31 de dic del 2018
Acuerdos conjuntos						
Slovak Power Holding	2,600	2,587	172	205	131	103
OpEn Fiber	186	114	(157)	(162)	(117)	(127)
Zacapa Topco Sàrl	208	91	(22)	(21)	(32)	(25)
Rusenergosbyt	2,548	2,378	111	88	89	70
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	145	234	21	30	14	21
Energie Electrique de Tahaddart	37	35	9	7	6	5
Asociadas						
CESI	111	114	9	11	6	7
Tecnatom	104	97	2	-	2	-
Suministradora Eléctrica de Cádiz	18	10	11	6	11	6
Compañía Eólica Tierras Altas	12	12	2	4	1	3

24. Derivados

Millones de euros	No corrientes		Corrientes	
	Al 31 de dic 2019	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2019	Al 31 de dic 2018
Activos financieros derivados	1,383	1,005	4,065	3,914
Pasivos financieros derivados	2,407	2,609	3,554	4,343

Para más información sobre los derivados clasificados como activos financieros no corrientes, véase la nota 46 para los derivados de cobertura y los derivados de negociación.

25. Activos/(pasivos) corrientes/no corrientes derivados de contratos con clientes

Millones de euros	No Corriente		Corriente	
	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018
Los activos derivados de los contratos con los clientes	487	346	166	135
Pasivos derivados de los contratos con los clientes	6,301	6,306	1,328	1,095

Activos no corrientes derivados de contratos con clientes se refieren principalmente a los activos en desarrollo resultantes de acuerdos de concesión de servicios públicos a privados reconocidos de conformidad con la CINIIF 12 y que tienen un plazo de vencimiento superior a 12 meses (479 millones de euros). Estos casos se dan cuando el titular del contrato aún no ha obtenido del otorgante el pleno derecho a reconocer el activo en la hipotética conclusión del acuerdo de concesión, ya que queda un ob para asegurar que el activo sea operacional. Debería También cabe señalar que la cifra al 31 de diciembre de 2019 incluye inversiones para el período en la Cantidad de 692 millones de euros.

El activo circulante derivado de los contratos con los clientes se refiere principalmente a los contratos de construcción

pendientes (140 millones de euros), cuyos pagos están sujetos al cumplimiento de una obligación de ejecución.

La cifra a 31 de diciembre de 2019 de pasivos no corrientes derivados de contratos con clientes es atribuible principalmente a la distribución en Italia (3.520 millones de euros), España (2.364 millones de euros) y Rumania (411 millones de euros).

El pasivo corriente derivado de los contratos con los clientes incluye el pasivo contractual relacionado con los ingresos procedentes de las conexiones a la red eléctrica que expiran en un plazo de 12 meses por un importe de 793 millones de euros reconocidos en Italia y España, como así como el pasivo de los contratos de construcción (504 millones de euros).

26. Otros activos financieros no corrientes - 6.006 millones de euros

Millones de euros

	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	Variación	
Inversiones de capital en otras empresas medidas al valor razonable	72	63	9	14.3%
Las cuentas por cobrar y los valores incluidos en la deuda financiera neta (véase la nota 26.1)	3,185	3,272	(87)	-2.7%
Acuerdos de concesión de servicios	2,702	2,415	287	11.9%
Gastos financieros prepagados no corrientes	47	19	28	-
Total	6,006	5,769	237	4.1%

La variación de otros activos financieros no corrientes refleja en particular el mayor valor de los acuerdos de concesión de servicios, reconocidos sobre todo en el Brasil, que se refieren a Cantidades pagadas a las autoridades de concesión para la construcción y/o mejora de las infraestructuras de servicios públicos objeto de la concesión que han sido reconocidos de

conformidad con la CINIIF 12.

A continuación, se presenta un desglose de las inversiones de capital en otras empresas valoradas a su valor razonable:

Millones de euros

	al 31 de dic 2019	% held	al 31 de dic 2018	% held	Variación
Galsi	14	17.6%	14	17.6%	-
Empresa Propietaria de la Red SA	17	11.1%	17	11.1%	-
European Energy Exchange	8	2.2%	8	2.2%	-
Athonet Srl	7	16.0%	7	16.0%	-
Korea Line Corporation	2	0.3%	2	0.3%	-
Hubject GmbH	10	12.5%	-	-	10
Otros	14		15		(1)
Total	72		63		9

26.1 Otros activos financieros no corrientes incluidos en la deuda financiera neta - 3.185 millones de euros

Millones de euros

	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	Variación	
Valores en el FVOCI	416	360	56	15.6%
Otras cuentas por cobrar financieras	2,769	2,912	(143)	-4.9%
Total	3,185	3,272	(87)	-2.7%

Los valores medidos en el FVOCI representan instrumentos financieros en los que las compañías de seguros holandesas invierten una parte de su liquidez.

La reducción de otras cuentas financieras por cobrar se debe principalmente a:

> 96 millones de euros para la reclasificación de las cuentas financieras por cobrar a medio y largo plazo en cuentas financieras por cobrar a corto plazo y valores de la cuenta por cobrar de e-distribución de la CSEA (55 millones de euros) y de la cuenta por cobrar (41 millones de euros) relacionada al reembolso de los gastos extraordinarios incu-

rridos por los distribuidores para la sustitución anticipada de los medidores electromecánicos por dispositivos electrónicos;

- > 220 millones de euros por la disminución de la cuenta financiera que fue reconocida en 2018 por Enel North America de EGPNA Preferred Wind Holdings. Este préstamo se pagó con la readquisición de EGPNA REP;
- > Un aumento de 106 millones de euros en la cuenta por cobrar de Enel Finance International a Slovak Power Holding.

27. Otros activos no corrientes - 2.701 millones de euros

Millones de euros

	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	Change	
Cuentas por cobrar de los operadores institucionales del mercado	232	200	32	16.0%
Otros créditos	2,469	1,072	1,397	-
Total	2,701	1,272	1,429	-

Las cuentas por cobrar de los operadores institucionales del mercado no han variado esencialmente con respecto al año anterior.

Al 31 de diciembre de 2019, las otras cuentas por cobrar se consideraban principalmente cuentas fiscales por valor de 1.587 millones de euros (231 millones de euros al 31 de diciembre de 2018), depósitos de seguridad por valor de 418 millones de euros (307 millones de euros al final de 2018) y subvenciones no monetarias que se recibirán en relación con certificados verdes por un total de 37 millones de euros (50 millones de euros al 31 de diciembre de 2018).

La variación del ejercicio refleja principalmente los créditos fiscales re conocido por Enel Distribuição São Paulo y Enel Distribuição Ceará en relación con la disputa PIS/COFINS en Brasil.

El PIS (Programa de Integración Social) y la COFINS (Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social) son contribuciones federales que pagan las empresas en Brasil con el objetivo de financiar programas para los empleados, la salud pública, los servicios sociales y la seguridad social aplicando tasas de impuestos sobre los ingresos brutos de cada empresa. El ICMS (Impuesto sobre el Comercio y los Servicios) es similar al IVA y se aplica en la

venta de bienes, telecomunicaciones y transporte.

Las compañías de distribución de electricidad en Brasil han presentado demandas separadas contra la aplicación del gobierno brasileño de PIS/COFINS por la parte calculada en el impuesto ICMS.

Estas compañías incluyen a Enel Distribuição São Paulo, Enel Distribuição Ceará, Enel Distribuição Goiás, y Enel Distribuição Rio.

El tribunal brasileño ha confirmado la demanda presentada por las empresas, según la cual el impuesto adicional del ICMS no debe incluirse en la base imponible del PIS y la COFINS. El gobierno federal ha presentado una apelación de esta decisión. En 2019, Enel Distribuição São Paulo y Enel Distribuição Ceará fueron notificadas de la sentencia que reconoce la plena deducibilidad del ICMS a efectos del cálculo del PIS y la COFINS para los períodos entre diciembre de 2013 y De en 2014 para Enel Distribuição São Paulo y a partir de mayo de 2001 para Enel Distribuição Ceará.

28. Inventories - €2,531 million

Millones de euros

	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	Change	
Materias primas, consumibles y suministros:				
- Combustibles	857	1,260	(403)	-32.0%
- materiales, equipo y otros inventarios	1,493	1,345	148	11.0%
Total	2,350	2,605	(255)	-9.8%
Certificados ambientales:				
- Derechos de emisión de CO ₂	96	119	(23)	-19.3%
- Bonos verdes	12	16	(4)	-25.0%
- Bonos blancos	1	-	1	-
Total	109	135	(26)	-19.3%
Edificios en venta	54	57	(3)	-5.3%
Pagos a cuenta	18	21	(3)	-14.3%
TOTAL	2,531	2,818	(287)	-10.2%

Las materias primas, los bienes fungibles y los suministros consisten en materiales y equipos utilizados para operar, mantener y construir centrales eléctricas y redes de distribución, así como en inventarios de combustible para cubrir las necesidades de la empresa para las actividades de generación y comercialización.

La disminución general de las existencias durante el año (287 millones de euros) se atribuye principalmente al deterioro de las existencias de combustible, materiales y piezas de repuesto (308 millones de euros) asociado a las centrales térmicas de carbón sujetas a deterioro en Italia y España.

29. Cuentas por cobrar comerciales – 13,083 millones de euros

Millones de euros

	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	Variación	
Clientes:				
- ventas de electricidad y transporte	8,532	8,556	(24)	-0.3%
- distribución y venta de gas	1,284	1,145	139	12.1%
- otros activos	3,014	3,687	(673)	-18.3%
Total de créditos de clientes	12,830	13,388	(558)	-4.2%
Cuentas por cobrar de asociados y arreglos conjuntos	253	199	54	27.1%
TOTAL	13,083	13,587	(504)	-3.7%

Las cuentas por cobrar de los clientes se reconocen netas de las provisiones para cuentas de dudoso cobro, que ascendían a 2.980 millones de euros al final del año, frente a un saldo de 2.828 millones de euros al final del año anterior. Concretamente, la reducción del período se debió principalmente a una disminución de las cuentas por cobrar

por la venta y el transporte de electricidad, a un aumento de las amortizaciones y a la evolución ordinaria de los créditos.

Para más información sobre los créditos comerciales, véase la nota 43 "Instrumentos financieros".

30. Otros activos financieros corrientes – 4,305 millones de euros

Millones de euros

	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	Variación	
Activos financieros corrientes incluidos en la deuda financiera neta (véase la nota 30.1)	4,158	5,003	(845)	-16.9%
Otros	147	157	(10)	-6.4%
Total	4,305	5,160	(855)	-16.6%

30.1 Otros activos financieros corrientes incluidos en la deuda financiera neta - 4.158 millones de euros

Millones de euros

	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	Change	
Porción a corto plazo de las cuentas por cobrar a largo plazo	1,585	1,522	63	4.1%
Valores en el FVOCI	61	72	(11)	-15.3%
Cuentas por cobrar y garantías en efectivo	2,153	2,559	(406)	-15.9%
Otros	359	850	(491)	-57.8%
Total	4,158	5,003	(845)	-16.9%

El cambio en este punto se debe principalmente a lo siguiente:

> una reducción de 406 millones de euros en los créditos financieros y las garantías en efectivo debido a la disminución de las garantías en efectivo pagadas a las contrapartes por las transacciones en derivados extrabursátiles sobre tipos de interés y tipos de cambio;

> una disminución en "Otros" debido principalmente al pago de la cuenta financiera por cobrar reconocida por Enel Finance International en 2018 con respecto a las empresas de energías renovables de México, que se contabilizan utilizando el método de la participación.

31. Otros activos corrientes – 3,115 millones de euros

Millones de euros

	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	Change	
Cuentas por cobrar de los operadores institucionales del mercado	732	745	(13)	-1.7%
Anticipos a los proveedores	314	299	15	5.0%
Cuentas por cobrar a empleados	28	30	(2)	-6.7%
Otros créditos	1,084	1,139	(55)	-4.8%
Cuentas diversas por cobrar de impuestos	797	622	175	28.1%
Ingresos de explotación acumulados y gastos pagados por adelantado	160	148	12	8.1%
Total	3,115	2,983	132	4.4%

Las cuentas por cobrar de los operadores institucionales del mercado incluyen cuentas por cobrar respecto del sistema italiano en la Cantidad de 450 millones de euros (526 millones de euros al 31 de diciembre de 2018) y del sistema español en la Cantidad de 254 millones de euros (185 millones de euros al 31 de diciembre de 2018).

El aumento de 175 millones de euros en los créditos fiscales diversos se debe principalmente a la reclasificación de los créditos fiscales de Enel Distribuição São Paulo a corto plazo.

Otras cuentas por cobrar disminuyeron principalmente debido al cobro de la cuenta por cobrar derivada de la venta de las ocho empresas de renovables en México el año pasado. Este efecto se compensa parcialmente con el reconocimiento de activos contingentes tras la venta de varias empresas en América del Norte.

32. Efectivo y equivalentes de efectivo – 9,029 millones de euros

El efectivo y los equivalentes de efectivo, que se detallan en el cuadro que figura a continuación, no están limitados por ningún gravamen, salvo 72

millones de euros, esencialmente en relación con los depósitos prometidos para garantizar las transacciones realizadas..

Millones de euros				
	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	Change	
Depósitos bancarios y postales	7,910	5,531	2,379	43.0%
Efectivo y equivalentes de efectivo en caja	87	328	(241)	-73.5%
Otras inversiones de liquidez	1,032	771	261	33.9%
Total	9,029	6,630	2,399	36.2%

33. Activos y grupos de disposición clasificados como mantenidos para la venta - 101 millones de euros y 3 millones de euros

Los cambios en los activos mantenidos para la venta durante 2019 pueden desglosarse de la siguiente manera.

Millones de euros						
	al 31 de dic 2018	Reclasificación de/al activo corriente y no corriente	Enajenaciones y cambios en el ámbito de la consolidación	Pérdidas por deterioro	Otras variaciones	al 31 de dic 2019
Propiedad, planta y equipo	611	413	(879)	(124)	(7)	14
Activos intangibles	5	13	(7)	(6)	2	7
Goodwill	23	-	(23)	-	-	-
Inversiones contabilizadas según el método de equivalencia patrimonial	-	80	-	-	-	80
Otros activos no corrientes	1	-	(1)	-	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	21	-	(33)	-	12	-
Inventarios, cuentas por cobrar comerciales y otros activos corrientes	27	-	(22)	-	(5)	-
Total	688	506	(965)	(130)	2	101

Los cambios en el pasivo en 2019 fueron los siguientes:

Millones de euros				
	al 31 de dic 2018	Enajenaciones y cambios en el ámbito de la consolidación	Otras variaciones	al 31 de dic 2019
Long-term borrowings	99	(100)	1	-
Provisions for risks and charges (No corriente portion)	1	(2)	1	-
Other No corriente liabilities	5	(2)	-	3
Short-term borrowings	284	-	(284)	-
Other current financial liabilities	2	(1)	(1)	-
Trade payables and other current liabilities	16	(11)	(5)	-
Total	407	(116)	(288)	3

Por lo tanto, los activos y pasivos mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2019 ascienden a 101 millones de euros y 3 millones de euros, respectivamente, y se refieren

principalmente al valor de una serie de participaciones en el sector hidroeléctrico medido por el método de la participación y mantenido por EGPNA

(ahora Enel Norteamérica) y la planta de Rionegro en Colombia, que, tras las decisiones de la administración, cumplen los requisitos de la NIIF 5 para su clasificación dentro de este agregado. El cambio del período se refiere esencialmente a la venta de varias empresas de energía renovable en el Brasil que anteriormente se clasificaban como mantenidas para la venta y la planta Reftinskaya GRES, que se clasificó en este agregado en 2019 y se vendió en el cuarto trimestre de 2019.

34. Los fondos propios - 46.938 millones de euros

34.1 Patrimonio neto atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante - 30.377 millones de euros

Capital social – 10,167 millones de euros Al 31 de diciembre de 2019, el capital social de Enel SpA, totalmente suscrito y desembolsado, ascendía a 10,166,679,946 euros, representado por el mismo número de acciones ordinarias de 1 euro de valor nominal cada una. El capital social no ha variado con respecto al registrado al 31 de diciembre de 2018.

Al 31 de diciembre de 2019, con base en el registro de accionistas y las notificaciones enviadas a la CONSOB y recibidas por la Compañía de conformidad con el artículo 120 del Decreto Legislativo 58 del 24 de febrero de 1998, así como otra información disponible, los accionistas con un interés superior al 3% en el capital social de la Compañía incluía el Ministerio de Economía y Finanzas (con una participación del 23,585%) y Capital Research y la Sociedad de Gestión (que tenía un interés directo de 5,029% al 11 de octubre de 2019 para fines de gestión de activos).

Reserva de acciones propias - 1 millón de euros Al 31 de diciembre de 2019, las acciones propias están representadas por 1,549,152 acciones ordinarias de Enel SpA con un valor nominal de 1,00 euros cada una, adquiridas a través de un intermediario cualificado por un valor total de 10 millones de euros.

El 16 de mayo de 2019, la Junta de Accionistas aprobó el Plan de incentivos a largo plazo para el año 2019 ("Plan LTI 2019" o "Plan") destinado a la gestión de Enel SpA y/o sus filiales de conformidad con el artículo 2359 del Código Civil, otorgando al Consejo de Administración todas las facultades necesarias para ejecutar el Plan.

En la misma fecha, la Junta de Accionistas también autorizó al Consejo de Administración a adquirir acciones propias, en cumplimiento de los plazos establecidos por el acuerdo, para

proseguir, entre otras cosas, los propósitos del Plan LTI 2019.

El 19 de septiembre el Consejo de Administración de la Sociedad, en ejecución de la autorización concedida y en cumplimiento de los términos relacionados ya anunciados al mercado, aprobó el inicio de un programa de compra de acciones propias, por una cantidad máxima de 10,5 millones de euros y por un número de acciones no superior a 2,5 millones (el "Programa"), equivalente a aproximadamente el 0,02% del capital social de Enel.

Durante la duración del Programa (23 de septiembre de 2019 - De- 2 de diciembre de 2019) la Compañía compró 1.549.152 Enel acciones al precio medio ponderado de 6,7779 euros por acción.

Otras reservas - 1.139 millones de euros

Reserva de la prima de emisión - 7.487 millones de euros

De conformidad con el artículo 2431 del Código Civil italiano, la reserva de prima de emisión contiene, en el caso de emisión de acciones a un precio superior al nominal, la diferencia entre el precio de emisión de las acciones y su valor nominal, incluidas las resultantes de la conversión de obligaciones. La reserva, que es una reserva de capital, no puede ser distribuida hasta que la reserva legal haya alcanzado el umbral establecido en el artículo 2430 del Código Civil italiano.

Reserva legal – 2,034 millones de euros

La reserva legal está constituida por la parte de los ingresos netos que, de conformidad con el artículo 2430 del Código Civil italiano, no puede ser distribuida como dividendos.

Otras reservas – 2,262 millones de euros

Estos incluyen 2.215 millones de euros relacionados con la parte restante de los ajustes de valor llevados a cabo cuando Enel se transformó de una entidad pública a una sociedad anónima.

De conformidad con el artículo 47 del Código Uniforme del Impuesto sobre la Renta (Testo Unico Imposte sul Reddito, o "TUIR"), esta cantidad no constituye un ingreso imponible cuando se distribuye.

Reserva por la conversión de los estados financieros en monedas distintas del euro - (3.802) millones de euros

El descenso del año, de 485 millones de euros, se debió principalmente al fortalecimiento neto de la moneda funcional frente a las monedas extranjeras utilizadas por las filiales y al cambio en el ámbito de consolidación relacionado con la compra del 5,74% de Enel Américas.

Reserva de la medición de instrumentos financieros de cobertura de flujo de efectivo - 1.610 millones de euros

Esto incluye los cargos netos reconocidos en el patrimonio neto de la medición de los derivados de cobertura de flujos de efectivo. El efecto fiscal acumulado es igual a 431 millones de euros.

Reserva de la medición de los costos de los instrumentos financieros de cobertura - (147) millones de euros

A partir del 1 de enero de 2018, en aplicación de la NIIF 9, estas reservas incluyen el cambio en el valor razonable de los puntos básicos de la moneda y los puntos a plazo. El efecto fiscal acumulado es igual a 6 millones de euros.

Reserva de la medición de los instrumentos financieros en el FVOCI - 21 millones de euros

Esto incluye los ingresos netos no realizados de la medición a valor razonable de los activos financieros. El efecto fiscal acumulado es igual a un negativo de 3 millones de euros

Reserva de las inversiones en capital social contabilizadas con arreglo al método de la participación - (119) millones de euros

La reserva indica la parte de los ingresos generales que se ha de reconocer directamente en el patrimonio de las empresas que se contabilizan con arreglo al método de la participación. El efecto fiscal acumulado es igual a 25 millones de euros.

Reserva de la nueva medición de los pasivos/(activos) netos de los planes de prestaciones definidas - (1,043) millones de euros

Esta reserva incluye todas las ganancias y pérdidas actuariales, netas de los efectos fiscales. La variación se atribuye principalmente a la disminución de las pérdidas actuariales netas reconocidas durante el período, que reflejan principalmente los cambios en la tasa de descuento. El efecto fiscal acumulado es igual a 244 millones de euros.

Reserva por la enajenación de participaciones sin pérdida de control - (2.381) millones de euros

En este punto se informa principalmente:

- > la ganancia obtenida en la oferta pública de acciones de Enel Green Power, neta de los gastos asociados a la enajenación y los impuestos correspondientes;
- > la venta de los intereses minoritarios reconocidos como resultado del aumento de capital de Enersis (ahora Enel Américas y Enel Chile);
- > la pérdida de capital, neta de los gastos asociados a la enajenación y los impuestos correspondientes, por la oferta pública de 21,92% de Endesa;

> Los ingresos por la venta de la participación minoritaria en Enel Green Power North America Renewable Energy Partners

> Los efectos de la fusión en Enel Américas de Endesa Américas y Chilectra Américas;

> La cesión a terceros de una participación minoritaria sin pérdida de control en Enel Green Power North America Renewable Energy Partners y en varias empresas de Sudáfrica.

La reserva no cambió en 2019.

La reserva de las adquisiciones de participaciones no dominantes - (1,572) millones de euros

Esta reserva incluye principalmente el excedente de los precios de adquisición con respecto al valor contable de las acciones adquiridas tras la adquisición a terceros de nuevas participaciones en empresas ya controladas en América Latina y en Italia (Enel Green Power SpA).

El cambio del período refleja principalmente los efectos de:

- > El aumento del 5,74% de la participación en Enel Américas en virtud de las disposiciones de los contratos de canje de acciones celebrados con una institución financiera, lo que eleva esa participación al 59,97%;
- > El aumento del 4,1% de la participación en Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA;
- > El aumento del 0,11% de la participación en Enel Chile en virtud de las disposiciones de los contratos de canje de acciones celebrados con una institución financiera;
- > El aumento del 23,44% de la participación en Enel Green Power India, elevando esa participación al 100%.

Ganancias retenidas y pérdidas arrastradas - 19.081 millones de euros

Esta reserva reporta ganancias de años anteriores que no han sido distribuidas o asignadas a otras esencias.

En el cuadro que figura a continuación se muestran los cambios en las ganancias y pérdidas reconocidas directamente en otros ingresos generales, incluidas las participaciones no comerciales, con información específica sobre los efectos tributarios conexos.

Millones de euros

	al 31 de dic 2018					
	Total	De los cuales Los accionistas De la sociedad Matriz	De los cuales los intereses no controlados	Ganancias/ (Pérdidas) reconocidas en patrimonio del año	Revelado a la cuenta de resultados	Impuestos
Reserva conversión de los estados financieros en monedas distintas al euro	(6,709)	(3,206)	(3,503)	(481)	-	-
Reserva de la medición de los instrumentos financieros de cobertura del flujo de efectivo	(2,007)	(1,721)	(286)	(2,036)	2,141	(66)
Reservas de la medición de los costos de los instrumentos financieros de cobertura	(265)	(258)	(7)	150	(36)	6
Reserva de la medición de instrumentos financieros en el FVOCI	(4)	(3)	(1)	7	-	(2)
Participación en la OCI de los asociados contabilizados con arreglo al método de la participación	(109)	(112)	3	(60)	-	3
Las reservas de la medición de las inversiones de capital en otras compañías	(11)	(11)	-	-	-	-
Recalculo de los pasivos/(activos) Netos de los planes de beneficios definidos	(973)	(727)	(246)	(702)	-	200
Total de ganancias/(perdidas) reconocidas en el patrimonio	(10,078)	(6,038)	(4,040)	(3,122)	2,105	141

34.2 Dividendos

	Cantidad distribuida (Millones de euros)	Dividendos por acción (euro)
Dividends paid in 2018		
Dividends for 2017	2,410	0.24
Interim dividends for 2018 ⁽¹⁾	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend paid in 2018	2,410	0.24
Dividends paid in 2019		
Dividends for 2018	2,847	0.28
Interim dividends for 2019 ⁽²⁾	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend paid in 2019	2,847	0.28

(1) Aprobado por el Consejo de Administración el 6 de noviembre de 2018 y pagado a partir del 23 de enero de 2019 (dividendo a cuenta de 0,14 euros por acción por un total de 1.423 millones de euros).

(2) Aprobado por el Consejo de Administración el 12 de noviembre de 2019 y pagado a partir del 22 de enero de 2020 (dividendo a cuenta de 0,16 euros por acción por un total de 1.627 millones de euros).

El dividendo para 2019, igual a 0,328 euros por acción, para un total de 3.334 millones de euros (de los cuales 0,16 euros por acción, para un total de 1.626 millones de euros, ya pagados como dividendo a cuenta), será propuesto a la Junta

de Accionistas del 14 de mayo de 2020 en una sola llamada. Estos estados financieros no tienen en cuenta los efectos de la distribución a los accionistas del dividendo para 2019, excepto la responsabilidad respecto de los accionistas por el dividendo provisional para el año 2019, que fue aprobado

Variación			al 31 de dic 2019		
Total	<i>De los cuales los accionistas de la sociedad Matriz</i>	<i>De los cuales intereses no controladas</i>	Total	<i>De los cuales los accionistas de la sociedad Matriz</i>	<i>De los cuales intereses no controladas</i>
(481)	(265)	(216)	(7,190)	(3,471)	(3,719)
39	94	(55)	(1,968)	(1,627)	(341)
120	111	9	(145)	(147)	2
5	5	-	1	2	(1)
(57)	(56)	(1)	(166)	(168)	2
-	-	-	(11)	(11)	-
(502)	(318)	(184)	(1,475)	(1,045)	(430)
(876)	(429)	(447)	(10,954)	(6.467)	(4.487)

por el Consejo de Administración el 12 de noviembre de 2019 por un máximo potencial de 1.627 millones de euros, y pagado a partir del 22 de enero de 2020 neto de la parte correspondiente a los 1.549.152 millones de acciones en autocartera que se poseían a la fecha de registro del 21 de enero de 2020.

Gestión del capital

Los objetivos del Grupo para la gestión del capital comprenden la salvaguardia de la empresa como negocio en marcha, la creación de valor para

las partes interesadas y el apoyo al desarrollo del Grupo.

En particular, el Grupo procura mantener una capitalización adecuada que le permita lograr un rendimiento satisfactorio para los accionistas y asegurar el acceso a fuentes externas de financiación, en parte manteniendo una calificación adecuada.

En este contexto, el Grupo gestiona su estructura de capital y ajusta esa estructura cuando los cambios en las condiciones económicas lo requieren. No hubo cambios sustanciales en los objetivos, políticas o procesos en 2019

Con este fin, el Grupo vigila constantemente la evolución del nivel de su deuda en relación con el capital social. La

situación al 31 de diciembre de 2019 y 2018, se resume en el siguiente cuadro:

Millones de euros	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	Variación
Situación financiera no corriente	54,174	48,983	5,191
Situación financiera actual neta	(5,815)	(4,622)	(1,193)
Cuentas por cobrar financieras no corrientes y valores a largo plazo	(3,184)	(3,272)	88
Deuda financiera neta	45,175	41,089	4,086
Patrimonio neto atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante	30,377	31,720	(1,343)
Intereses no dominantes	16,561	16,132	429
El capital de los accionistas	46,938	47,852	(914)
Relación deuda/capital	0.96	0.86	-

El aumento porcentual de la utilización de la deuda es atribuible al incremento de la deuda financiera neta, que refleja principalmente las necesidades de financiación de las inversiones en el período, el reconocimiento de un pasivo tras la aplicación por

primera vez de la NIIF 16 y la adquisición del control de varias empresas de la empresa conjunta EGPNA REP.

Véase la nota 41 para un desglose de los distintos elementos del cuadro.

34.3 Intereses no controladores - 16.561 millones de euros

En el siguiente cuadro se informa de la composición de las participaciones no dominantes por zona geográfica.

Millones de euros	Intereses no controladores		El resultado neto atribuible a Intereses no controladores	
	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018
Italia	1	7	(2)	-
Iberia	5,961	6,405	36	386
América Latina	9,277	8,406	1,256	1,095
Asuntos Europeos y Euro-Mediterraneanos	903	908	6	68
Norteamérica	222	181	(1)	4
África, Asia y Oceanía	197	225	7	8
Total	16,561	16,132	1,302	1,561

Por último, cabe señalar que, a partir de septiembre de 2019, América Latina incluye también los países Panamá, Costa Rica, Guatemala, El Salvador y Nicaragua, que anteriormente se comunicaban en el marco de la zona geográfica de América del Norte y Central (que ahora se denomina América del Norte).

A fin de garantizar la plena comparabilidad de las cifras a la luz de la nueva organización, las cifras comparativas para 2018 se han reformulado adecuadamente.

35. Préstamos

Millones de euros	No corriente		Corriente	
	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018
Préstamos a largo plazo	54,174	48,983	3,409	3,367
Préstamos a corto plazo	-	-	3,917	3,616
Total	54,174	48,983	7,326	6,983

Para más información sobre la naturaleza de los préstamos, véase la nota 43 "Instrumentos financieros".

36. Prestaciones para los empleados – 3,771 millones de euros

El Grupo ofrece a sus empleados una variedad de beneficios, entre los que se incluyen beneficios de compensación diferida, meses adicionales de pago por haber alcanzado los límites de edad o por tener derecho a una pensión de vejez, bonos de lealtad por alcanzar hitos de antigüedad, planes complementarios de jubilación y de atención médica, descuentos en electricidad residencial y beneficios similares. Más específicamente:

- > En el caso de Italia, la partida "prestaciones de jubilación" se refiere a los devengos estimados efectuados para cubrir las prestaciones adeudadas en virtud de los planes de jubilación mental complementaria de los ejecutivos jubilados y las prestaciones adeudadas al personal con arreglo a la ley o a un contrato en el momento de la terminación de la relación laboral. En cuanto a las empresas extranjeras, el apartado informa sobre las prestaciones post-empleo, de las cuales las más importantes son las de los planes de pensiones de Endesa en España, que se desglosan en tres tipos que difieren en función de la antigüedad del empleado y de la empresa. En general, en virtud del acuerdo marco de 25 de octubre de 2000, los empleados participan en un plan de pensiones específico de contribución definida y, en los casos de invalidez o fallecimiento de los empleados en activo, en un plan de prestación definida que está cubierto por las correspondientes pólizas de seguros. Además, el grupo tiene otros dos planes de inscripción limitada: i) para los empleados actuales y jubilados de Endesa cubiertos por el convenio colectivo del sector eléctrico antes de los cambios introducidos con el acuerdo marco señalado anteriormente, y ii) para los empleados de las antiguas empresas catalanas (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Ambos son planes de presenta-

ciones definidas y las prestaciones están plenamente garantizadas, con la excepción del anterior plan de prestaciones en caso de fallecimiento de un empleado jubilado. Por último, las empresas brasileñas también han establecido planes de beneficios definidos;

- > la partida "descuento en electricidad" comprende los beneficios relativos al suministro de electricidad asociados a empresas extranjeras.

En el caso de Italia, esa prestación, que se concedió hasta finales de 2015 sólo a los empleados jubilados, fue cancelada unilateralmente;

- > el ítem "seguro de salud" reporta beneficios para Corriente o empleados retirados que cubren gastos médicos;

- > "Otras prestaciones" se refieren principalmente a la prima de fidelidad, que se adopta en varios países y que para Italia está representada por la obligación estimada de la prestación que da derecho a los empleados cubiertos por el convenio colectivo nacional de trabajadores de la electricidad a una prima por el logro de hitos de antigüedad (25º y 35º año de servicio). También incluye otros planes de incentivos, que prevén la concesión a determinados directivos de la empresa de una bonificación monetaria sujeta a determinadas condiciones

En el cuadro que figura a continuación se indican los cambios en las obligaciones por concepto de prestaciones definidas para las prestaciones posteriores al empleo y otras prestaciones a largo plazo del personal al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, respectivamente, así como una conciliación de esa obligación con el pasivo actuarial.

Millones de euros

2019

	Beneficios de la pensión	Descuento en la electricidad	Seguro médica	Otros beneficios	Total
CAMBIOS EN LA OBLIGACIÓN ACTUARIAL					
Obligación actuarial al comienzo del año	5,072	767	253	231	6,323
Costo actual del servicio	20	4	4	32	60
Gastos de interés	335	15	10	5	365
(Ganancias)/pérdidas actuariales derivadas de los cambios en las hipótesis demográficas	(16)	-	1	-	(15)
(Ganancias)/pérdidas actuariales derivadas de cambios en las hipótesis financieras	701	91	15	8	815
Ajustes de la experiencia	94	55	(4)	13	158
Costo del servicio anterior	(8)	-	-	2	(6)
(Ganancias)/Pérdidas derivadas de los convenios	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	(84)	-	(2)	1	(85)
Contribuciones del empleador	-	-	-	-	-
Contribuciones de los empleados	2	-	-	-	2
Beneficios pagados	(431)	(31)	(14)	(45)	(521)
Otros cambios	6	3	-	(5)	4
Pasivos clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-
Obligación actuarial al final del año (A)	5,691	904	263	242	7,100
CAMBIOS EN LOS ACTIVOS DEL PLAN					
Valor razonable de los activos del plan al comienzo del año	3,160	-	-	-	3,160
Los ingresos por intereses	235	-	-	-	235
Rendimiento previsto de los activos del plan, excluidos los ingresos por intereses incluidos	272	-	-	-	272
Diferencias de cambio	(50)	-	-	-	(50)
Contribuciones del empleador	186	31	14	16	247
Contribuciones de los empleados	2	-	-	-	2
Beneficios pagados	(431)	(31)	(14)	(16)	(492)
Otros pagos	-	-	-	-	-
Cambios en el ámbito de la consolidación	-	-	-	-	-
Valor razonable de los activos del plan al final del año (B) 3,374	-	-	-	-	3,374
EFEECTO DEL LÍMITE MÁXIMO DE ACTIVOS					
Límite de activos a principios de año	24	-	-	-	24
Los ingresos por intereses	2	-	-	-	2
Cambios en el límite máximo de activos	20	-	-	-	20
Diferencias de cambio	(1)	-	-	-	(1)
Cambios en el ámbito de la consolidación	-	-	-	-	-
Límite máximo de activos al final del año (C)	45	-	-	-	45
Pasivo neto en el balance (A-B+C)	2,362	904	263	242	3,771

2018				
Beneficios de la pensión	Descuento en la electricidad	Seguro médico	Otros beneficios	Total
2,413	739	253	254	3,659
16	4	5	36	61
247	14	10	5	276
(2)	-	-	-	(2)
213	(10)	4	(5)	202
21	48	2	7	78
(1)	-	-	7	6
-	-	-	-	-
(114)	(1)	(9)	(6)	(130)
-	-	-	-	-
2	-	-	-	2
(370)	(30)	(12)	(65)	(477)
2,647	3	-	(2)	2,648
-	-	-	-	-
5,072	767	253	231	6,323
1,317	-	-	-	1,317
173	-	-	-	173
70	-	-	-	70
(82)	-	-	-	(82)
171	30	12	24	237
2	-	--	-	2
(370)	(30)	(12)	(24)	(436)
-	-	-	-	-
1,879	-	-	-	1,879
3,160	-	-	-	3,160
64	-	-	-	64
4	-	-	-	4
(38)	-	-	-	(38)
(6)	-	-	-	(6)
-	-	-	-	-
24	-	-	-	24
1,936	767	253	231	3,187

Millones de euros

	2019	2018
(Ganancias)/Pérdidas cargadas a las ganancias o pérdidas		
Costo del servicio y costo del servicio anterior	32	39
Gastos de intereses netos	129	107
(Ganancias)/Pérdidas derivadas de los asentamientos	-	-
(Ganancias)/pérdidas actuariales de otras prestaciones a largo plazo	25	28
Otros cambios	-	(4)
Total	186	170

Millones de euros

	2019	2018
Cambio en (ganancias)/pérdidas en OCI		
Rendimiento previsto de los activos del plan, excluidas las cantidades incluidas en los ingresos por concepto de intereses	(272)	(70)
(Ganancias)/pérdidas actuariales en los planes de prestaciones definidas	958	282
Cambios en el límite máximo de los activos, excluidas los ingresos por intereses incluidos	20	(38)
Otros cambios	(4)	(2)
Total	702	172

La variación del costo reconocido a través de las ganancias o pérdidas fue igual a 16 millones de euros. Por lo tanto, el impacto en la cuenta de resultados es mayor que en 2018, debido principalmente al efecto de los intereses de los fondos de pensiones de Enel Distribuição São Paulo en Brasil.

El pasivo reconocido en el balance al final del año se presenta neto del valor razonable de los activos del plan, que asciende a 3.374 millones de euros al 31 de diciembre de 2019. Estos activos, que se encuentran íntegramente en España y Brasil, se desglosan de la siguiente manera.

	2019	2018
Inversiones cotizadas en mercados activos		
Instrumentos de capital	8%	8%
Valores de renta fija	68%	65%
Propiedad de inversión	3%	4%
Otros	-	-
Inversiones no cotizadas		
Los activos de las empresas de seguros	-	-
Otros	21%	23%
Total	100%	100%

Las principales proyecciones actuariales utilizadas para calcular el pasivo con respecto a las prestaciones de los

empleados y los activos del plan, que son consistentes con las utilizadas el año anterior, son que se establece en la siguiente tabla:

	Italia	Iberia	América Latina	Otros países	Italia	Iberia	América Latina	Otros países
	2019				2018			
Tasa de descuento	0.00%-0.70%	0.00%-1.14%	3.40%-7.59%	1.20%-6.45%	0.25%-1.50%	0.21%-1.75%	4.70%-9.15%	1.50%-8.77%
Tasa de inflación	0.70%	2.00%	3.00%-8.00%	1.00%-3.94%	1.50%	2.00%	3.00%-4.00%	1.50%-4.14%
Tasa de salario aumentos	0.70%-1.70%	2.00%	3.80%-8.00%	2.50%-3.94%	0.025 %	2.00%	3.80%-5.00%	3.00%-4.20%
La tasa de aumento de los costos de salud		1.70%	3.20%	7.12%-8.00%	2.50%	3.20%	7.12%-8.00%	-
Tasa de rendimiento previsto de los activos del plan	-	1.09%	6.44%-7.38%	-	-	1.75%	8.63%-9.04%	-

En el cuadro que figura a continuación se informa del resultado de un análisis de sensibilidad que demuestra los efectos en la obligación por prestaciones definidas de los

cambios razonablemente posibles al final del año en las hipótesis actuariales utilizadas para estimar la obligación

Millones de euros	Beneficios de pensión	Descuento en Electricidad	Seguro médico	Otros beneficios	Beneficios de pensión	Descuento en Electricidad	Seguro médico	Otros beneficios
	al 31 de dic 2019				al 31 de dic 2018			
Disminución del 0,5% en la tasa de descuento	321	78	15	5	280	63	9	3
Aumento del 0,5% en la tasa de descuento	(285)	(73)	(19)	(7)	(243)	(59)	(12)	(9)
Aumento del 0,5% en la tasa de descuento	(2)	(74)	(5)	(3)	(5)	(59)	(3)	(6)
Disminución del 0,5% de la tasa de inflación	31	79	10	1	32	61	3	2
Aumento del 0,5% de la remuneración	19	2	(2)	5	10	(2)	(3)	1
Incremento del 0.5% en pensiones que se pagan en corto plazo	9	(2)	(3)	(1)	11	(2)	(3)	(3)
Incremento del 1% de gastos de salud	-	-	12	-	-	-	32	-
Aumento de 1 año en la esperanza de vida de los empleados activos y jubilados	179	36	19	(1)	155	25	8	(3)

En el análisis de sensibilidad se utilizó un enfoque que extrapola el efecto en la obligación por prestaciones definidas de los cambios razonables en una hipótesis actuarial individual, dejando las demás hipótesis sin cambios.

Las contribuciones que se espera pagar a los planes de prestaciones definidas en el año siguiente ascienden a 177 millones de euros.

En el siguiente cuadro se indican los pagos de prestaciones previstos en los próximos años para los planes de prestaciones definidas.

Millones de euros

	al 31 de dic 2019	al 31 de dic 2018
Dentro de un año	461	436
En 1-2 años	447	429
En 2-5 años	1,288	1,273
Mas 5 años	2,040	2,017

37. Provisiones para riesgos y gastos - 6,520 millones de euros

Millones de euros

	Al 31 de diciembre 2019		al 31 de diciembre 2018	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Provisión para litigios, riesgos y otros cargos:				
- desmantelamiento nuclear	640	-	552	-
- retiro, remoción y restauración del sitio	1,840	102	986	71
- litigios	938	132	1,315	191
- certificados ambientales	-	33	-	27
- taxes and duties	312	24	409	23
- other	762	504	742	603
Total	4,492	795	4,004	915
Provision for early retirement incentives	832	401	1,177	397
TOTAL	5,324	1,196	5,181	1,312

Millones de euros	Provisión	Reversión	Utilización	Devengo de interés	Provisión por retiro, remoción y restauración del sitio	Cambios en el alcance de consolidación	Ajustes de conversión	Otros cambios	Reclasificaciones de pasivos mantenidos para venta		al 31 de Dic. de 2019
	al 31 de Dic. de 2018										
Provisión por litigios, riesgos y otros cargos:											
- desmantelamiento nuclear	552	-	-	-	5	83	-	-	-	-	640
- retiro, remoción y restauración del sitio	1,057	64	(21)	(41)	16	880	2	(8)	(7)	-	1,942
- litigios	1,506	278	(168)	(582)	52	-	-	(16)	-	-	1,070
- certificados ambientales	27	36	(18)	(13)	-	-	-	-	1	-	33
- impuestos y tasas	432	31	(20)	(109)	5	-	-	(2)	(1)	-	336
- otros	1,345	302	(90)	(295)	39	13	3	(41)	(10)	-	1,266
Total	4,919	711	(317)	(1,040)	117	976	5	(67)	(17)	-	5,287
Provisión de Incentivos por retiro anticipado	1,574	79	(13)	(437)	36	-	-	-	(6)	-	1,233
TOTAL	6,493	790	(330)	(1,477)	153	976	5	(67)	(23)	-	6,520

Provisión para el desmantelamiento nuclear

AAI 31 de diciembre de 2019, la provisión reflejaba únicamente los costos que se producirán en el momento de la clausura de las centrales nucleares por parte de Endesa, empresa pública española responsable de dichas actividades de acuerdo con el Real Decreto 1349/2003 y la Ley 24/2005. La cuantificación de los costes se basa en el contrato estándar entre Endesa y las empresas eléctricas aprobado por el Ministerio de Economía en septiembre de 2001, que regula el retiro y el cierre de las centrales nucleares. El horizonte temporal previsto, de tres años, corresponde al período que va desde la salida de la generación de energía hasta el traspaso de la gestión de las centrales a Endesa (los llamados costes post-operativos) y tiene en cuenta, entre los distintos supuestos utilizados para estimar la cantidad, la cantidad de combustible nuclear no utilizado prevista en la fecha de cierre de cada una de las centrales nucleares españolas en base a lo establecido en el contrato de concesión.

Retiro de plantas no nucleares y provisión de restauración de sitios

La provisión para el retiro de plantas no nucleares y la restauración del emplazamiento representa el valor actual del costo estimado del retiro y la eliminación de plantas no nucleares cuando existe una obligación legal o constructiva de hacerlo. La provisión se refiere principalmente al Grupo Endesa, a Enel Produzione y a las empresas de América Latina. El incremento de la provisión en 2019 refleja la decisión del Grupo de promover el cese de la generación con centrales térmicas de carbón, que ha dado lugar a un aumento de las provisiones para gastos de desmantelamiento de las centrales Bocamina I y Tarapacá en Chile y de varias centrales en Italia y España.

Provisión por litigios

La provisión para litigios cubre el pasivo contingente con respecto a los litigios pendientes y otras controversias. Incluye una estimación del posible pasivo relacionado con las controversias surgidas durante el período, así como estimaciones revisadas de los posibles costos relacionados con las controversias iniciadas en períodos anteriores. El saldo por litigios se refiere principalmente a las empresas de España (144 millones de euros), Italia (144 millones de euros) y América Latina (723 millones de euros).

Provisión de certificados ambientales

La disposición relativa a los certificados ambientales cubre los costos con respecto a las deficiencias en la necesidad de los certificados ambientales para el cumplimiento de los requisitos de protección ambiental nacionales o supranacionales y principalmente en lo que respecta a Enel Energía.

Provisión para gastos por concepto de impuestos y obligaciones

La provisión para cargos con respecto a impuestos y obligaciones informa del pasivo estimado derivado de las controversias fiscales relativas a los impuestos directos e indirectos. El saldo de la provisión también incluye la provisión para litigios actuales y potenciales relacionados con el impuesto inmobiliario local (ya sea el Imposta Comunale sugli Immobili ("ICI") o el nuevo Imposta Municipale Unica ("IMU")) en Italia. El Grupo ha tenido debidamente en cuenta los criterios introducidos con la circular núm. 6/2012 de la Agencia Pública del Suelo (que resolvió cuestiones interpretativas relativas a los métodos de valoración de los bienes muebles considerados relevantes a efectos del registro de la propiedad, incluidos determinados bienes típicos de las centrales de generación, como las turbinas) en la estimación del pasivo de dichos impuestos, tanto a efectos de cuantificar el riesgo probable asociado a los litigios pendientes como de generar una valoración razonable de los probables cargos futuros sobre las posiciones que aún no han sido valoradas por las oficinas de la Agencia del Suelo y los municipios.

La disminución con respecto al año anterior, equivalente a 96 millones de euros, refleja principalmente los usos, sobre todo en España e Italia.

Otras provisiones

Otras disposiciones cubren diversos riesgos y cargos, principalmente en relación con las controversias reglamentarias y los litigios con las autoridades locales en relación con diversos deberes y tasas u otros cargos. La disminución de 79 millones de euros en el año se debe principalmente a la reversión de parte de la provisión asignada por la distribución electrónica para gestionar las reclamaciones de los autogeneradores tras la expiración del plazo de presentación de reclamaciones, y la utilización de la provisión tras el acuerdo entre Edesur y las autoridades locales para liquidar las reclamaciones recíprocas pendientes originadas en 2006-2016, compensada en parte por un aumento de las provisiones para gastos ambientales reconocidas por Enel Produzione. El cambio en el alcance de la consolidación es atribuible a la adquisición de YouSave SpA.

Provisión por retiro voluntario

La provisión de incentivos para la jubilación anticipada incluye los cargos estimados relacionados con los acuerdos vinculantes para la terminación voluntaria de los contratos de empleo en respuesta a las necesidades de la organización. La reducción de 341 millones de euros para el año refleja, entre otros factores, los usos de las provisiones para incentivos establecidas en España e Italia en años anteriores. En Italia, este último está asociado en gran medida a los acuerdos sindicato-empresariales firmados en septiembre de 2013 y diciembre de 2015, que aplican, para varias empresas en Italia, el mecanismo previsto en los párrafos 1 a 7 ter del artículo 4 de la Ley 92/2012 (la Ley Fornero). Este último acuerdo prevé la extinción voluntaria, en Italia, de unos 6.100 empleados en 2016-2020.

En España, las disposiciones se refieren a la ampliación, en 2015, del Acuerdo de Salida Voluntaria (ASV) introducido en España en 2014. El mecanismo del ASV se acordó en España en relación con el plan de reestructuración y reorganización de Endesa, que prevé la suspensión del contrato de trabajo con renovación anual tácita. En relación con dicho plan, el 30 de diciembre de 2014 la empresa había firmado un acuerdo con los representantes sindicales en el que se comprometía a no ejercer la opción de solicitar la reincorporación al trabajo en posteriores fechas de renovación anual para los empleados que participaban en el mecanismo.

38. Otros pasivos no corrientes - 3,706 millones de euros

Millones de euros	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	Cambios	
Gastos de operación acumulados e ingresos diferidos	552	484	68	14.0%
Otros	3,154	1,417	1,737	-
Total	3,706	1,901	1,805	95.0%

El aumento de "Otros elementos" de 1.737 millones de euros se debe esencialmente a los pasivos con clientes en el Brasil por un importe de 1.278 millones de euros reconocidos contra "otros activos no corrientes" a raíz de la sentencia de primer nivel sobre los litigios entablados por las sociedades de distribución contra las autoridades locales para solicitar la eliminación de la doble imposición en la aplicación de los impuestos PIS y COFINS sobre el ICMS (impuesto sobre la circulación de bienes y servicios,

similar al IVA). También refleja el cierre de la controversia entre Enel Distribuição São Paulo y Eletrobras, que implicó el uso de la provisión para riesgos y gastos con respecto a otros pasivos no corrientes por valor de 297 millones de euros, así como 73 millones de euros reconocidos en el marco de otros pasivos corrientes.

39. Cuentas por pagar comerciales - 12,960 millones de euros

La partida asciende a 12.960 millones de euros (13.387 millones de euros en 2018) e incluye las cuentas por pagar en relación con el suministro de electricidad, combustible, materiales, equipo relacionado con las licitaciones y otros servicios.

Más concretamente, las cuentas por pagar comerciales con vencimiento en menos de 12 meses ascendían a 12.322 millones de euros (12.718 millones de euros en 2018), mientras que las que tienen vencimiento en más de 12 meses ascendían a 638 millones de euros (669 millones de euros en 2018).

40. Otros pasivos financieros corrientes - 754 millones de euros

Millones de euros					
		al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	Variación	
Pasivo financiero diferido		607	654	(47)	-7.2%
Otros		147	134	13	9.7%
Total		754	788	(34)	-4.3%

La disminución de otros pasivos financieros corrientes es atribuible a la disminución de 47 millones de euros de los pasivos financieros diferidos como resultado de una

disminución del pasivo acumulado por concepto de bonos. Las demás partidas se refieren principalmente a sumas adeudadas por concepto de intereses devengados.

41. Situación financiera neta y cuentas por cobrar y valores financieros a largo plazo - 45,175 millones de euros

En el cuadro que figura a continuación se muestra la situación financiera neta y las cuentas por cobrar y los valores financieros a largo plazo sobre la base de las partidas del balance consolidado.

Millones de euros					
	Notas	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	Variación	
Préstamos a largo plazo	43	54,174	48,983	5,191	10.6%
Préstamos a corto plazo	43	3,917	3,616	301	8.3%
Otras deudas financieras corrientes ⁽¹⁾		47	28	19	67.9%
Porción corriente de deuda a largo plazo	43	3,409	3,367	42	1.2%
Otros activos financ. no corrientes incluidos en la deuda financ. neta	26.1	(3,185)	(3,272)	87	-2.7%
Otros activos financ. corrientes incluidos en la deuda financiera neta	30.1	(4,158)	(5,003)	845	-16.9%
Efectivo y equivalentes de efectivo	32	(9,029)	(6,630)	(2,399)	36.2%
Total		45,175	41,089	4,086	9.9%

(1) Incluye las cuentas financieras por pagar corrientes incluidas en otros pasivos financieros corrientes.

De conformidad con las instrucciones de la CONSOB de 28 de julio de 2006, en el siguiente cuadro se informa de la situación financiera neta al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, reconciliada con la deuda financiera neta según lo previsto en los métodos de presentación del Grupo Enel.

Millones de euros

	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	Variación	
Efectivo y equivalentes en caja	87	328	(241)	-73.5%
Depósitos bancarios y postales	7,910	5,531	2,379	43.0%
Otras inversiones de liquidez	1,032	771	261	33.9%
Valores	51	63	(12)	-19.0%
Liquidez	9,080	6,693	2,387	35.7%
Cuentas por cobrar financieras a corto plazo	2,522	3,418	(896)	-26.2%
Porción a corto plazo de las cuentas por cobrar a largo plazo	1,585	1,522	63	4.1%
Cuentas por cobrar financieras corrientes	4,107	4,940	(833)	-16.9%
Deuda bancaria a corto plazo	(579)	(512)	(67)	-13.1%
Papel comercia	(2,284)	(2,393)	109	4.6%
Porción a corto plazo de la deuda bancaria a largo plazo	(1,121)	(1,830)	709	38.7%
Bonos emitidos (porción a corto plazo)	(1,906)	(1,341)	(565)	-42.1%
Otros préstamos (porción a corto plazo)	(382)	(196)	(186)	-94.9%
Otras deudas financieras a corto plazo ⁽¹⁾	(1,101)	(739)	(362)	-49.0%
Total de la deuda financiera a corto plazo	(7,373)	(7,011)	(362)	-5.2%
Posición financiera neta a corto plazo	5,814	4,622	1,192	25.8%
Deuda con bancos y entidades financieras	(8,407)	(8,819)	412	4.7%
Bonos	(43,294)	(38,633)	(4,661)	-12.1%
Otros préstamos	(2,473)	(1,531)	(942)	-61.5%
Situación financiera a largo plazo	(54,174)	(48,983)	(5,191)	-10.6%
POSICIÓN FINANCIERA NETA según la comunicación del CONSOB	(48,360)	(44,361)	(3,999)	-9.0%
Cuentas por cobrar y valores financieros a largo plazo	3,185	3,272	(87)	-2.7%
DEUDA FINANCIERA NETA	(45,175)	(41,089)	(4,086)	-9.9%

(1) Incluye las cuentas financieras por pagar corrientes incluidas en otros pasivos financieros corrientes.

42. Otros pasivos corrientes - 13,161 millones de euros

Millones de euros

	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	Variación	
Cuentas por pagar a los clientes	1,670	1,773	(103)	-5.8%
Cuentas por pagar a los operadores institucionales del mercado	4,507	3,945	562	14.2%
Cuentas por pagar a los empleados	496	472	24	5.1%
Otros impuestos por pagar	1,082	1,093	(11)	-1.0%
Deudas con las instituciones de seguridad social	212	212	-	-
Consideraciones contingentes	116	109	7	6.4%
Acreedores por opciones de venta concedidas a los accionistas minoritarios	3	-	3	-
Gastos acumulados e ingresos diferidos corrientes	372	459	(87)	-19.0%
Dividendos por pagar	2,143	1,913	230	12.0%
Otros	2,560	2,131	429	20.1%
Total	13,161	12,107	1,054	8.7%

Las cuentas por pagar a los clientes incluyen 880 millones de euros (936 millones de euros al 31 de diciembre de 2018) en depósitos de seguridad relacionados con las cantidades recibidas de los clientes en Italia como parte de los contratos de suministro de electricidad y gas.

Una vez finalizado el contrato, los depósitos para la venta de electricidad, cuyo uso no está restringido en modo alguno, se clasifican como pasivo corriente dado que la Compañía no tiene un derecho incondicional a aplazar el reembolso más allá de 12 meses.

Las deudas con los operadores del mercado institucional incluyen las deudas derivadas de la aplicación de los mecanismos de compensación a las compras de electricidad en el mercado italiano por un importe de 3.064 millones de euros (2.546 millones de euros al 31 de diciembre de 2018) y en el mercado español por un importe de 1.267 millones de euros (1.131 millones de euros al 31 de diciembre de 2018), y en el mercado latinoamericano por un importe de 176 millones de euros (268 millones de euros al 31 de diciembre de 2018).

La variación de las cuentas por pagar por dividendos se refiere principalmente al reconocimiento del dividendo provisional de Enel SpA, que según las normas se liquida en enero del año siguiente. En 2019, el total del dividendo a cuenta asciende a

1.627 millones de euros, frente a los 1.423 millones de euros del año anterior.

El aumento de otras deudas refleja principalmente la solución de una disputa entre Enel Distribuição São Paulo y Eletrobras, que incluye 73 millones de euros en partidas corrientes pero también incluye una parte no corriente (se invita a los lectores a que consulten la nota correspondiente para obtener más información sobre esa partida). También refleja el reconocimiento del pasivo relacionado con la adquisición, a través de intermediarios financieros (mediante canjes de acciones), de participaciones adicionales en el capital social de Enel Américas y Enel Chile. El monto total de esa deuda al 31 de diciembre de 2019 era de 358 millones de euros.

43. Instrumentos financieros

En la presente nota se facilitan las informaciones necesarias para que los usuarios evalúen la importancia de los instrumentos financieros para la situación financiera y el rendimiento de la empresa.

43.1 Activos financieros por categoría

Millones de euros	Notas	No corriente		Corriente	
		al 31 de Dic.2019	al 31 de Dic.2018	al 31 de Dic.2019	al 31 de Dic.2018
Activos financieros al costo amortizado	43.1.1	4,258	4,292	26,377	25,268
Activos financieros al VR con cambios en ORI	43.1.2	480	413	61	72
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados					
Activos financieros derivados al VR con cambios en resultados	43.1.3	29	31	3,086	3,163
Otros activos financieros al VR con cambios en resultados	43.1.3	2,370	2,080	-	-
Activos financieros designados en el momento del reconocimiento inicial (opción del valor razonable)	43.1.3	-	-	-	-
Total de activos financieros a valor razonable con resultados		2,399	2,111	3,086	3,163
Activos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura					
Derivados de cobertura del valor razonable	43.1.4	32	25	-	4
Derivados de cobertura del flujo de efectivo	43.1.4	1,322	949	979	747
Total de activos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura		1,354	974	979	751
TOTAL		8,491	7,790	30,503	29,254

En el cuadro anterior se indica el valor contable de cada categoría de activo financiero previsto en la NIIF 9, desglosado en activos financieros corrientes y no corrientes, mostrando por separado los derivados de cobertura y los derivados medidos a valor razonable con pérdidas o ganancias.

Para más información sobre la medición del valor razonable, véase la nota 47 "Activos medidos al valor razonable".

43.1.1 Activos financieros medidos al costo amortizado

En el siguiente cuadro se presentan los activos financieros medidos al costo amortizado por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	Notas	No corriente			Corriente	
		al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	Notas	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018
Efectivo y equivalentes de efectivo		-	-	32	9,029	6,630
Cuentas por cobrar comerciales	29	917	835	29	12,166	12,752
Porción a corto plazo de las cuentas por cobrar a largo plazo		-	-	30.1	1,585	1,522
Garantía en efectivo		-	-	30.1	2,153	2,559
Otras cuentas por cobrar financieras	26.1	2,769	2,912	30.1	370	859
Activos financieros de los acuerdos de concesión de servicios al costo amortizado	26	340	345	30	13	12
Otros activos financieros a costo amortizado	26, 27	232	200	30, 31	1,061	934
Total		4,258	4,292		26,377	25,268

Deterioro de los activos financieros al costo amortizado

Los activos financieros medidos al costo amortizado al 31 de diciembre de 2019 ascendían a 3.370 millones de euros (3.083 millones de euros al 31 de diciembre de 2018) y se reconocen netos de las provisiones para pérdidas crediticias previstas.

El Grupo tiene principalmente los siguientes tipos de activos financieros medidos a coste amortizado sujetos a pruebas de deterioro: > efectivo y equivalentes de efectivo; > cuentas por cobrar comerciales y activos de contratos; > cuentas por cobrar financieras; y > otros activos financieros.

Si bien el efectivo y los equivalentes de efectivo también están sujetos a los requisitos de deterioro de la NIIF 9, la pérdida por deterioro identificada no es significativa.

La pérdida de crédito prevista (PCE), determinada utilizando la probabilidad de incumplimiento (PD), la pérdida en caso de incumplimiento (LGD) y la exposición en el momento del incumplimiento (EAD), es la diferencia entre todas las corrientes de efectivo contractuales que vencen de conformidad con el contrato y todas las corrientes de efectivo que se espera recibir (es decir, todos los déficit) descontadas al tipo de interés efectivo original (EIR).

Para calcular el ECL, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

> el enfoque general, para los activos financieros distintos de las cuentas por cobrar comerciales, los activos de contratos y las cuentas por cobrar de arrendamientos.

Este enfoque, basado en la evaluación de cualquier aumento significativo del riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial, se lleva a cabo comparando la PD

en el momento de la generación de la PD en la fecha de presentación de informes, en cada fecha de presentación de informes.

A continuación, sobre la base de los resultados de la evaluación, se reconoce una provisión para pérdidas en función de la LCE de 12 meses o de la LCE de por vida (es decir, el escalonamiento):

- ECL de 12 meses, para los activos financieros para los que no se ha producido un aumento significativo del riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial;
- ECL de por vida, para los activos financieros para los que ha habido un aumento significativo del riesgo de crédito o que están sujetos a deterioro del crédito (es decir, impagos basados en información sobre vencimientos).

> el enfoque simplificado, para las cuentas por cobrar comerciales, los activos de contratos y las cuentas por cobrar de arrendamientos con o sin un componente de financiación importante, basado en la LCE de por vida sin seguimiento de los cambios en el riesgo de crédito.

Para más información sobre los activos derivados de los contratos con los clientes, véase la nota 25 "Activos/(pasivos) corrientes/no corrientes de los contratos con los clientes".

Se puede aplicar un ajuste orientado al futuro considerando la información cualitativa y cuantitativa a fin de reflejar los acontecimientos futuros y la evolución macroeconómica que podrían repercutir en el riesgo asociado a la cartera o el instrumento financiero.

> una base colectiva, si no se dispone de información razonable y de apoyo sin un costo o esfuerzo indebido para medir las pérdidas de crédito previstas sobre una base de instrumentos individuales.

Cuando no haya una expectativa razonable de recuperar un activo financiero en su totalidad o en parte, se reducirá el valor contable bruto del activo financiero.

El paso a pérdidas y ganancias representa un evento de baja (por ejemplo, el derecho a las corrientes de efectivo se extingue, transfiere o expira legal o contractualmente).

En el cuadro siguiente se indican las pérdidas de créditos previstas en los activos financieros medidos al costo amortizado sobre la base del criterio general simplificado.

Millones de euros	al 31 de Dic. 2019			al 31 de Dic. 2018		
	Importe bruto	Provisión de cobranza dudosa	Total	Importe bruto	Provisión de cobranza dudosa	Total
Efectivo y equivalentes de efectivo	9,029	-	9,029	6,632	2	6,630
Cuentas por cobrar comerciales	16,063	2,980	13,083	16,415	2,828	13,587
Cuentas por cobrar financieras	7,108	231	6,877	8,081	229	7,852
Otros activos financieros a costo amortizado	1,805	159	1,646	1,515	24	1,491
Total	34,005	3,370	30,635	32,643	3,083	29,560

Para medir las pérdidas previstas, el Grupo evalúa las cuentas por cobrar y los activos contractuales con el enfoque simplificado, tanto de forma individual (por ejemplo, entidades gubernamentales, autoridades, contrapartes financieras, vendedores mayoristas, comerciantes y grandes empresas, etc.) como colectiva (por ejemplo, clientes minoristas).

En el caso de las evaluaciones individuales, la PD se obtiene generalmente de proveedores externos.

Por lo demás, en el caso de las cuotas colectivas, los créditos comerciales se agrupan en función de sus características de riesgo crediticio compartido y de la información sobre las posiciones vencidas, teniendo en cuenta una definición específica de incumplimiento.

Basándose en cada negocio y en el marco normativo local, así como en las diferencias entre las carteras de clientes, incluidas sus tasas de impago y recuperación (que comprenden las expectativas de recuperación más allá de los 90 días):

> el Grupo define principalmente una posición predeterminada como una que está atrasada en 180 días. Por consiguiente, más allá de este límite de tiempo, se presume que las cuentas por cobrar comerciales son de crédito deteriorado); y

> los grupos específicos se definen sobre la base de mercados, negocios y características de riesgo específicos.

Los activos de los contratos tienen sustancialmente las mismas características de riesgo que las cuentas por cobrar comerciales para los mismos tipos de contratos.

Para medir la LCE de los créditos comerciales sobre una base colectiva, así como de los activos contractuales, el Grupo utiliza los siguientes supuestos relativos a los parámetros de la LCE:

- > La PD, que se supone que es igual a la tasa media de impago, se calcula por conglomerado y considerando los datos históricos de al menos 24 meses;
- > La LGD es una función de las tasas de recuperación de cada grupo, descontado utilizando el tipo de interés efectivo; y
- > EAD Se estima que la EAD es igual al valor contable en la fecha de presentación de informes, neto de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas pero no vencidas y las facturas por emitir.

En el cuadro que figura a continuación se indican los cambios en la reserva para pérdidas de créditos previstos en cuentas financieras por cobrar de conformidad con el enfoque general simplificado.

Millones de euros	ECL 12-meses	ECL vida útil
Saldo inicial al 1 de enero de 2018	7	23
Provisiones	-	4
Uso	-	-
Reversos en resultados	(188)	(2)
Otros cambios	268	117
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	87	142
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	87	142
Provisiones	-	26
Uso	-	-
Reversos en resultados	(1)	(3)
Otros cambios	(8)	(12)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	78	153

En el cuadro que figura a continuación se indican los cambios en la reserva para pérdidas de créditos previstos en cuentas por cobrar.

Millones de euros	
Saldo inicial al 1 de enero de 2018	2,609
Provisiones	1,367
Uso	(897)
Reversos en resultados	(281)
Otros cambios	30
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	2,828
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	2,828
Provisiones	1,239
Uso	(834)
Reversos en resultados	(202)
Otros cambios	(51)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	2,980

En el cuadro que figura a continuación se indican los cambios en la reserva para pérdidas crediticias previstas en otros activos financieros al costo amortizado.

Millones de euros	ECL vida útil
Saldo inicial al 1 de enero de 2018	15
Provisiones	3
Uso	-
Reversos en resultados	(3)
Otros cambios	(9)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	24
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	24
Provisiones	105
Uso	-
Reversos en resultados	(7)
Otros cambios	37
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	159

En la nota 44, "Gestión del riesgo", se proporciona información adicional sobre la exposición al riesgo crediticio y la pérdida prevista.

En el siguiente cuadro se muestran los activos financieros a valor razonable a través de otros ingresos generales por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Cambios en los activos financieros al VR con cambios en ORI

Millones de euros	Notas	No corriente		Notas	Corriente	
		al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018		al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018
Inversiones de capital en otras entidades al VR con cambios en ORI	26	64	53		-	-
Valores	26.1	416	360	30.1	61	72
Total		480	413		61	72

43.1.2 Activos financieros a valor razonable por medio de otros ingresos generales

Inversiones de capital en otras entidades

Millones de euros	No corriente	Corriente
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	53	-
Compras	87	-
Ventas	-	-
Cambios en el VR con cambios en ORI	-	-
Otros cambios	(76)	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	64	-

Garantías al valor razonable con cambios en otros resultados integrales

Millones de euros	No corriente	Corriente
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	360	72
Compras	160	-
Ventas	(53)	-
Cambios en el VR con cambios en ORI	10	-
Reclasificaciones	(61)	61
Otros cambios	-	(72)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	416	61

43.1.3 Activos financieros a valor razonable con ganancias o pérdidas

En el cuadro siguiente se muestran los activos financieros a valor razonable con pérdidas o ganancias por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	Notas	No corriente		Corriente	
		al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018
Derivados al VR con cambios en resultados	46	29	31	3,086	3,163
Inversiones de capital en otras entidades al VR con cambios en ORI	26	8	10	-	-
Activos financ. de acuerdos de conc. de serv. al VR con cambios en ORI	26	2,362	2,070	-	-
Total		2,399	2,111	3,086	3,163

43.1.4 Activos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura

Para más información sobre los activos financieros derivados, véase la nota 46 "Derivados y contabilidad de cobertura".

43.2 Pasivos financieros por categoría

En el cuadro que figura a continuación se muestra el valor contable de cada categoría de pasivo financiero previsto en la NIIF 9, desglosado en pasivos financieros corrientes y no corrientes, mostrando por separado los derivados de cobertura y los derivados valorados a valor razonable con cambios en resultados.

Millones de euros	Notas	No corriente		Corriente	
		al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018
Pasivo financiero medido al costo amortizado	43.2.1	54,931	49,824	28,261	27,567
Pasivos financieros al valor razonable con cargo a resultados					
Pasivos financieros derivados al VR con cambios en resultados	43.4	20	34	2,981	3,135
Total de pasivos financieros al valor razonable con cargo a resultados		20	34	2,981	3,135
Pasivos financieros designados como instrumentos de cobertura					
Derivados de cobertura al valor razonable	43.4	1	-	-	-
Derivados de cobertura del flujo de efectivo	43.4	2,386	2,575	573	1,208
Total de pasivos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura		2,387	2,575	573	1,208
TOTAL		57,338	52,433	31,815	31,910

Para más información sobre la medición del valor razonable, véase la nota 48 "Pasivos medidos al valor razonable".

43.2.1 Pasivos financieros medidos al costo amortizado

En el cuadro que figura a continuación se muestran los pasivos financieros al costo amortizado por naturaleza, desglosados en pasivos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	Notas	No corriente		Notas	Corriente	
		al 31 de Dic 2019	al 31 de Dic 2018		al Dec. 31, 2019	al 31 de Dic. 2018
Préstamos a largo plazo	43.3	54,174	48,983	43.3	3,409	3,367
Préstamos a corto plazo		-	-	43.3	3,917	3,616
Cuentas por pagar	39	638	669	39	12,322	12,718
Otros pasivos financieros	38	119	172	42	8,613	7,866
Total		54,931	49,824		28,261	27,567

43.3 Préstamos

43.3.1 Préstamos a largo plazo (incluida la parte que vence en un plazo de 12 meses) - 57,583 millones de euros

En el siguiente cuadro se indica el valor contable y el valor razonable de cada categoría de deuda, incluida la parte que vence en un plazo de 12 meses. En el caso de los instrumentos de deuda que cotizan en bolsa, el valor razonable viene dado por los precios oficiales, mientras que en

el caso de los instrumentos de deuda que no cotizan en bolsa, el valor razonable se determina utilizando técnicas de valoración apropiadas para cada categoría de instrumento financiero y los datos de mercado conexos para la fecha de presentación de informes, incluidos los márgenes de crédito de Enel SpA.

En el cuadro se informa de la situación de los préstamos a largo plazo y los calendarios de reembolso al 31 de diciembre de 2019, desglosados por tipo de préstamo y tasa de interés.

Millones de euros	Importe nominal	Importe en libros	Porción corriente	Parte a pagar en más de 12 meses	al 31 de Dic. 2019				al 31 de Dic. 2018			
					Valor razonable	Importe nominal	Importe en libros	Porción corriente	Parte a pagar en más de 12 meses	Valor razonable	Variación en importe en libros	
Bonos:												
- listado, tasa fija	27,312	26,593	1,621	24,972	31,073	23,811	23,099	845	22,254	25,944	3,494	
- listado, tasa variable	3,515	3,488	258	3,230	3,655	3,187	3,166	305	2,861	3,288	322	
- no listado, tasa fija	14,458	14,359	-	14,359	15,794	12,860	12,758	-	12,758	12,563	1,601	
- no listado, tasa variable	760	760	27	733	753	951	951	191	760	932	(191)	
Total bonos	46,045	45,200	1,906	43,294	51,275	40,809	39,974	1,341	38,633	42,727	5,226	
Préstamos bancarios:												
- tasa fija	896	893	279	614	947	1,495	1,486	477	1,009	1,539	(593)	
- tasa variable	8,610	8,565	842	7,723	8,642	8,987	8,954	1,353	7,601	8,817	(389)	
- líneas de crédito revolventes	70	70	-	70	70	209	209	-	209	210	(139)	
Total préstamos bancarios	9,576	9,528	1,121	8,407	9,659	10,691	10,649	1,830	8,819	10,566	(1,121)	
Arrendamientos:												
- tasa fija	1,856	1,856	257	1,599	1,856	561	561	49	512	561	1,295	
- tasa variable	108	108	18	90	108	96	96	16	80	96	12	
Total arrendamientos	1,964	1,964	275	1,689	1,964	657	657	65	592	657	1,307	
Otros préstamos no bancarios:												
- tasa fija	792	822	92	730	811	1,008	988	115	873	1,024	(166)	
- tasa variable	86	69	15	54	75	101	82	16	66	86	(13)	
Total otros préstamos no bancarios	878	891	107	784	886	1,109	1,070	131	939	1,110	(179)	
Total préstamos a tasa fija	45,314	44,523	2,249	42,274	50,481	39,735	38,892	1,486	37,406	41,631	5,631	
Total préstamos a tasa variable	13,149	13,060	1,160	11,900	13,303	13,531	13,458	1,881	11,577	13,429	(398)	
TOTAL	58,463	57,583	3,409	54,174	63,784	53,266	52,350	3,367	48,983	55,060	5,233	

En el cuadro que figura a continuación se informa de la deuda financiera a largo plazo por moneda y tipo de interés

Deuda financiera a largo plazo por moneda y tasa de interés

Millones de euros	Importe en		Importe en		Tasa de	Tasa de
	libros	Valor nominal	libros	Valor nominal	interés nominal promedio act.	interés efectiva actual
	al 31 de Dic. 2019		al 31 de Dic. 2018		al 31 de Dic. 2019	
Euro	27,272	27,915	23,388	24,025	2.4%	2.9%
Dólar	20,103	20,239	18,541	18,720	4.8%	5.0%
Libra esterlina	4,354	4,394	4,750	4,794	6.1%	6.2%
Peso colombiano	1,381	1,381	1,543	1,543	7.6%	7.6%
Real brasilero	2,412	2,458	2,074	2,114	7.4%	7.5%
Franco suizo	419	419	403	403	2.1%	2.1%
Peso chileno/UF	414	421	700	710	6.9%	7.0%
Soles	426	426	404	404	6.1%	6.1%
Rublo ruso	225	227	247	247	8.5%	8.5%
Yen japonés	-	-	-	-	-	-
Otras monedas	577	583	300	306		
Total moneda diferente al euro	30,311	30,548	28,962	29,241		
TOTAL	57,583	58,463	52,350	53,266		

La deuda financiera a largo plazo denominada en monedas distintas del euro aumentó en 1.349 millones de euros. El cambio se debe en gran medida a los nuevos préstamos en dólares estadounidenses y en reales brasileños.

Variación del valor nominal de la deuda a largo plazo

Millones de euros	Valor nominal	Efectos IFRS 16	Reembolsos	Nuevo financiamiento	Otros cambios	Diferencia en cambio	Importe nominal
	al 31 de Dic. 2018	al 1 de Ene. 2019					al 31 de Dic. 2019
Bonos	40,809	-	(1,652)	6,349	-	539	46,045
Préstamos	12,457	1,370	(3,859)	2,550	(88)	(12)	12,418
- de los cuales arrenda	657	1,370	(211)	224	(88)	12	1,964
Deuda financiera total	53,266	1,370	(5,511)	8,899	(88)	527	58,463

En comparación con el 31 de diciembre de 2019, el valor nominal de la deuda a largo plazo a 31 de diciembre de 2019 aumentó en 5.197 millones de euros, el efecto neto de 8.899 millones de euros en nuevos empréstitos, el aumento de la deuda financiera en virtud de arrendamientos financieros de 1.370 millones de euros debido a la aplicación de la nueva NIIF 16, y el impacto de la evolución adversa de los tipos de cambio por un importe de 527 millones de euros, sólo compensado en parte por los reembolsos de 5.511 millones de euros y otras variaciones de la deuda de (88) millones de euros.

Los reembolsos en 2019 se referían a bonos por un importe de 1.652 millones de euros y a préstamos por un total de 3.859 millones de euros.

Más específicamente, los principales bonos con vencimiento en 2019 incluían:

> un bono de tipo fijo (equivalente a 617 millones de

euros) emitido por Enel SpA, con vencimiento en junio de 2019;

> un bono de tasa fija (125 millones de euros) emitido por Enel Finance International, con vencimiento en noviembre de 2019;

> dos bonos (equivalentes a 331 millones de euros) emitidos por Enel Distribuição São Paulo reembolsados por adelantado en el marco de una operación de gestión del pasivo realizada por la empresa en junio de 2019.

Entre los principales reembolsos de los empréstitos en el año se encuentran los siguientes:

> 500 millones de euros en concepto de préstamos de Enel SpA reembolsados por adelantado;

> 200 millones de euros en concepto de préstamos bancarios de Endesa, de los cuales 46 millones de euros en préstamos subvencionados;

- > el equivalente a 459 millones de euros en préstamos bancarios de Enel Rusia, de los cuales 73 millones de euros en préstamos sostenibles;
- > 285 millones de euros en préstamos sostenibles de las empresas italianas;
- > el equivalente a 1,782 millones de euros en préstamos de empresas en América del Sur, de los cuales 248 millones

de euros en financiación sostenible.

Los principales nuevos préstamos realizados en 2019 fueron bonos por un monto de 6.349 millones de euros y empréstitos por 2.550 millones de euros.

En el cuadro que figura a continuación se muestran las principales características de las operaciones financieras realizadas en 2019.

	Emisor/Prestatario	Fecha de emisión/obt.	Importes en millones de euros	Moneda	Tasa de interés	Tipo de tasa de interés	Vencimiento
Bonos							
	Enel Finance International	21.01.2019	1,000	EUR	1.50%	Fixed rate	21.07.2025
	Enel Finance International	10.09.2019	1,336	USD	2.65%	Fixed rate	10.09.2024
	Enel Finance International	17.10.2019	1,000	EUR	0.00%	Fixed rate	17.06.2024
	Enel Finance International	17.10.2019	1,000	EUR	0.375%	Fixed rate	17.06.2027
	Enel Finance International	17.10.2019	500	EUR	1.125%	Fixed rate	17.10.2034
	Codensa	07.03.2019	54	COP	CPI + 3.56%	Floating rate	07.03.2029
	Codensa	07.03.2019	76	COP	6.30%	Fixed rate	07.03.2023
	Enel Distribuição Ceará	07.03.2019	77	BRL	CDI + 0.50% p.a.	Floating rate	15.03.2023
	Enel Distribuição Ceará	07.03.2019	66	BRL	IPCA + 4.50% p.a.	Floating rate	15.03.2024
	Enel Distribuição Rio	12.04.2019	221	BRL	108% CDI	Floating rate	15.03.2024
	Enel Distribuição São Paulo	28.06.2019	155	BRL	CDI + 0.80% p.a.	Floating rate	15.05.2025
	Enel Distribuição São Paulo	28.06.2019	177	BRL	IPCA + 4.01% p.a.	Floating rate	15.05.2026
	Enel Green Power Volta Grande	05.11.2019	116	BRL	IPCA + 3.70% p.a.	Floating rate	15.10.2029
	Enel Green Power Volta Grande	05.11.2019	63	BRL	IPCA + 3.70% p.a.	Floating rate	15.10.2029
	Total bonos		5,840				
Préstamos bancarios:							
	Enel Distribuição Goiás	24.01.2019	129	USD	Libor 3M + 0.10%	Floating rate	29.01.2021
	Enel Distribuição Rio	04.02.2019	89	BRL	8.40%	Fixed rate	07.02.2022
	Endesa	19.03.2019	335	EUR	Euribor 6M + 0.45%	Floating rate	19.03.2034
	Endesa	20.05.2019	300	EUR	Euribor 6M + 0.54%	Floating rate	10.05.2031
	e-distribuzione	20.06.2019	250	EUR	Euribor 6M + 0.41%	Floating rate	20.06.2034
	Enel Russia	24.07.2019	71	RUB	7.67%	Fixed rate	24.07.2020
	Total préstamos bancarios		1,174				

Los principales pasivos financieros a largo plazo del Grupo se rigen por pactos que se adoptan comúnmente en la práctica comercial internacional. Estos pasivos se refieren principalmente a las emisiones de bonos realizadas en el marco del programa Global/Euro Medium-Term Notes, las emisiones de bonos híbridos subordinados no convertibles (los llamados "bonos híbridos") y los préstamos concedidos por bancos y otras instituciones financieras (incluidos el Banco Europeo de Inversiones y Cassa Depositi e Prestiti SpA).

Los principales pactos relativos a las emisiones de bonos realizadas en el marco del programa de Notas de Mediano Plazo Global/Euro de i) Enel y Enel Finance International NV (incluidos los bonos verdes de Enel Finance International NV garantizados por Enel SpA, que se utilizan para financiar los denominados proyectos verdes elegibles del Grupo) y los relativos a los bonos emitidos por Enel Finance International NV en el mercado de los Estados Unidos garantizados por Enel SpA pueden resumirse de la siguiente manera:

- > cláusulas de prenda negativa en virtud de las cuales el emisor y el garante no pueden establecer o mantener hipotecas, gravámenes u otros gravámenes sobre la totalidad o parte de sus activos o ingresos para garantizar determinados pasivos financieros, a menos que los mismos gravámenes se extiendan por igual o a prorrata a los bonos en cuestión;
- > cláusulas *pari passu*, en virtud de las cuales los bonos y la seguridad asociada constituyen una obligación directa, incondicional y no garantizada del emisor y el garante y se emiten sin derechos preferenciales entre ellos y tienen por lo menos la misma antigüedad que otros bonos no subordinados y no garantizados presentes y futuros del emisor y el garante;
- > cláusulas de incumplimiento cruzado, en virtud de las cuales la ocurrencia de un evento de incumplimiento con respecto a una determinada responsabilidad financiera (por encima de un nivel de umbral) del emisor, del garante o, en algunos casos, de filiales "importantes" constituye un incumplimiento con respecto a las responsabilidades en cuestión, que pasan a ser inmediatamente reembolsables.

Durante 2019, Enel Finance International NV emitió dos bonos "sostenibles" en el mercado europeo (como parte del programa de emisión de bonos Euro Medium Term Notes - EMTN) y en el mercado americano, ambos garantizados por Enel SpA, vinculados al logro de varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (SDG) de las Naciones Unidas que contienen los mismos pactos que otros bonos del mismo tipo.

Los principales pactos que cubren los bonos híbridos de Enel pueden resumirse de la siguiente manera:

- > cláusulas de subordinación, según las cuales cada bono híbrido está subordinado a todos los demás bonos emitidos por la empresa y tiene la misma antigüedad con todos los demás instrumentos financieros híbridos emitidos, siendo superior sólo a los instrumentos de capital;
- > prohibición de las fusiones con otras empresas, la venta o el arrendamiento de la totalidad o una parte sustancial de los activos de la empresa a otra empresa, a menos que

esta última suceda a todas las obligaciones del emisor.

Los principales pactos previstos en los contratos de préstamo de Enel y Enel Finance International NV y las demás empresas del Grupo pueden resumirse de la siguiente manera:

- > cláusulas de prenda negativa, en virtud de las cuales el prestatario y, en algunos casos, el garante están sujetos a limitaciones para la constitución de hipotecas, embargos u otros gravámenes sobre la totalidad o parte de sus respectivos bienes, con excepción de los gravámenes expresamente permitidos;
- > cláusulas de enajenación, en virtud de las cuales el prestatario y, en algunos casos, el garante no puede enajenar sus bienes u operaciones, con excepción de las enajenaciones expresamente permitidas;
- > cláusulas *pari passu*, en virtud de las cuales las obligaciones de pago del prestatario tienen la misma antigüedad que sus demás obligaciones de pago no garantizadas y no subordinadas;
- > cláusulas de cambio de control, en virtud de las cuales se podría exigir al prestatario y, en algunos casos, al garante que renegocien los términos y condiciones de la financiación o que hagan obligatorio el reembolso anticipado de los préstamos concedidos;
- > cláusulas de calificación, que prevén que el prestatario o el garante mantengan su calificación por encima de un determinado nivel especificado;
- > cláusulas de incumplimiento cruzado, en virtud de las cuales la ocurrencia de un evento de incumplimiento respecto de una determinada responsabilidad financiera (por encima de un nivel de umbral) del emisor o, en algunos casos, del garante constituye un incumplimiento respecto de las responsabilidades en cuestión, que pasan a ser inmediatamente reembolsables.

En algunos casos, los pactos también son vinculantes para las empresas o filiales importantes de las partes obligadas. Todos los préstamos financieros considerados especifican los "casos de incumplimiento" típicos de la práctica comercial internacional, como, por ejemplo, la insolvencia, los procedimientos de quiebra o el cese de actividades de la entidad.

Además, las garantías emitidas por Enel en interés de e-distribuzione SpA para ciertos préstamos a e-distribuzione SpA de Cassa Depositi e Prestiti SpA requieren que al final de cada período de medición semestral la deuda financiera consolidada neta de Enel no supere 4,5 veces el EBITDA consolidado anual.

Por último, la deuda de Enel Américas SA, Enel Chile SA y las demás filiales latinoamericanas (en particular Enel Generación Chile SA) contienen cláusulas y eventos de incumplimiento típicos de la práctica comercial internacional, que se han cumplido al 31 de diciembre de 2019.

En el siguiente cuadro se informa el impacto en la deuda bruta a largo plazo de las coberturas para mitigar el riesgo cambiario.

Deuda financiera a largo plazo por moneda después de la cobertura

Millones de euros	al 31 de Dic. 2019					
	Estructura inicial de la deuda			Impacto de la cobertura	Estructura de la deuda posterior a cobertura	
	Importe en libros	Valor nominal	%			
Euro	27,272	27,915	47.8%	20,218	48,133	82.3%
Dólar	20,103	20,239	34.6%	(16,445)	3,794	6.5%
Libra esterlina	4,354	4,394	7.5%	(4,394)	-	-
Peso colombiano	1,381	1,381	2.4%	-	1,381	2.4%
Real brasileiro	2,412	2,458	4.2%	968	3,426	5.9%
Franco suizo	419	419	0.7%	(419)	-	-
Peso chileno/UF	414	421	0.7%	-	421	0.7%
Sol	426	426	0.7%	-	426	0.7%
Rublo ruso	225	227	0.4%	-	227	0.4%
Otras monedas	577	583	1.0%	72	655	1.1%
Total moneda diferente al euro	30,311	30,548	52.2%	(20,218)	10,330	17.7%
TOTAL	57,583	58,463	100.0%	-	58,463	100.0%

La cantidad de deuda a tasa flotante que no está cubierta contra el riesgo de los tipos de interés es el principal factor de riesgo que podría repercutir en la cuenta de resultados (aumentando los costos de los préstamos) en caso de un aumento de los tipos de interés del mercado.

Millones de euros	2019				2018			
	Pre-cobertura	% Post-cobertura	%		Pre-cobertura	% Post-cobertura	%	
Tasa variable	17,113	27.4%	12,208	19.6%	17,175	30.2%	12,983	22.8%
Tasa fija	45,314	72.6%	50,219	80.4%	39,735	69.8%	43,927	77.2%
Total	62,427		62,427		56,910		56,910	

Al 31 de diciembre de 2019, el 27,4% de la deuda financiera era de tipo flotante (30,2% al 31 de diciembre de 2018). Teniendo en cuenta las coberturas de tipos de interés consideradas efectivas de acuerdo con las NIIF-UE, el 19,6% de la deuda financiera neta a 31 de diciembre de 2019 (22,8% a 31 de diciembre de 2018) estaba expuesta al riesgo de tipo de interés. Si se incluyen los derivados de tipos de interés tratados como coberturas a efectos de gestión pero elegibles para la contabilidad de coberturas, se

ha cubierto el 80% de la deuda financiera neta (77% cubierta a 31 de diciembre de 2018).

Estos resultados se ajustan a los límites establecidos en la política de gestión de riesgos.

al 31 de Dic. 2018

Estructura inicial de la deuda			Impacto de la cobertura	Estructura de la deuda después de la cobertura	
Importe en libros	Valor nominal	%			
23,388	24,025	45.0%	18,901	42,926	80.6%
18,541	18,720	35.1%	(15,064)	3,656	6.9%
4,750	4,794	9.0%	(4,794)	-	-
1,543	1,543	2.9%	-	1,543	2.9%
2,074	2,114	4.0%	1,207	3,321	6.2%
403	403	0.8%	(403)	-	-
700	710	1.3%	-	710	1.3%
404	404	0.8%	-	404	0.8%
247	247	0.5%	73	320	0.6%
300	306	0.6%	80	386	0.7%
28,962	29,241	55.0%	(18,901)	10,340	19.4%
52,350	53,266	100.0%	-	53,266	100.0%

43.3.2 Préstamos a corto plazo - 3.917 millones de euros

Al 31 de diciembre de 2019 los préstamos a corto plazo ascendían a 3.917 millones de euros, lo que supone un aumento de 301 millones de euros con respecto al 31 de diciembre de 2018. Se desglosan de la siguiente manera:

Millones de euros	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	Variación
Préstamos bancarios de corto plazo	579	512	67
Papel comercial	2,284	2,393	(109)
Garantías en efectivo y otros financiamientos sobre derivados	750	301	449
Otros préstamos a corto plazo ⁽¹⁾	304	410	(106)
Préstamos a corto plazo	3,917	3,616	301

(1) No incluye la deuda financiera corriente incluida en otros pasivos financieros corrientes.

Los préstamos bancarios a corto plazo ascendieron a 579 millones de euros. El papel comercial ascendía a 2.284 millones de euros, emitido por Enel Finance International, Enel Finance America, Endesa y varias empresas sudamericanas.

Los principales programas de papel comercial incluyen:

- > 6.000 millones de euros de Enel Finance International garantizados por Enel SpA;
- > 3,000 millones de euros de Endesa;
- > 3,000 millones de dólares (equivalentes a 2,671 millones de euros al 31 de diciembre de 2019) de Enel Finance America.

43.4 Pasivos financieros derivados

Para más información sobre los pasivos financieros derivados, véase la nota 46 "Derivados y contabilidad de coberturas".

43.5 Ganancias y pérdidas netas

En el cuadro siguiente se muestran las ganancias y pérdidas netas por categoría de instrumentos financieros, excluidos los derivados.

Millones de euros	2019		2018	
	Ganancias/ (pérdidas) netas	Del cual el deterioro/ reverso del deterioro	Ganancias/ (pérdidas) netas	Del cual el deterioro/ reverso del deterioro
Activos financieros al costo amortizado	(525)	(1,137)	(409)	(1,101)
Activos financieros al VR con cambios en ORI				
Inversiones de capital al VR con cambios en ORI	1	-	10	-
Otros activos financieros al VR con cambios en ORI	5	-	4	-
Total de activos financieros al VR con cambios en ORI	6	-	14	-
Activos financieros al VR con cambios en resultados				
Activos financieros al VR con cambios en resultados	177	(23)	385	188
Activos fin. designados en el momento del reconocimiento (opción del VR)	-	-	-	-
Total activos financieros al VR con cambios en resultados	177	(23)	385	188
Pasivo financiero medido al costo amortizado	(3,514)	-	(3,545)	-
Pasivos financieros al VR con cambios en resultados				
Pasivos financieros mantenidos para la venta	-	-	-	-
Pasivos fin. designados en el momento del reconocimiento (opción del VR)	-	-	-	-
Total del pasivo financiero al VR con cambios en resultados	-	-	-	-

Para más detalles sobre las ganancias y pérdidas netas de los derivados, véase la nota 11 "Ingresos/(gastos) financieros netos de los derivados".

44. Gestión de riesgos

Dirección y objetivos de la gestión del riesgo financiero

Como parte de sus operaciones, el Grupo Enel está expuesto a diversos riesgos financieros, en particular el riesgo de los tipos de interés, el riesgo cambiario y el riesgo de los productos básicos, el riesgo crediticio y el riesgo de liquidez.

Como se señala en la sección "Gestión del riesgo" del Informe sobre las operaciones, las disposiciones de gobernanza del Grupo en relación con los riesgos financieros incluyen comités internos y el establecimiento de políticas y límites operacionales específicos. El objetivo principal de Enel es mitigar los riesgos financieros de manera apropiada para que no den lugar a cambios inesperados en los resultados.

Las políticas del Grupo para la gestión de los riesgos financieros prevén la mitigación de los efectos en el rendimiento de las variaciones de los tipos de interés y los tipos de cambio con la exclusión del riesgo de conversión (relacionado con la consolidación de las cuentas).

Este objetivo se consigue en la fuente del riesgo, mediante la diversificación tanto de la naturaleza de los instrumentos financieros como de las fuentes de ingresos, y mediante la modificación del perfil de riesgo de exposiciones específicas con derivados contratados en mercados extrabursátiles o con acuerdos comerciales específicos.

Como parte de su gobernanza de los riesgos financieros, Enel supervisa regularmente el tamaño de la cartera de derivados OTC en relación con los valores umbral fijados por los reguladores para la activación de obligaciones de compensación (EMIR - European Market Infrastructure Regulation - Reglamento N° 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo del Consejo). Durante 2019, no se superará el umbral se detectaron los valores.

No hubo cambios en las fuentes de exposición a esos riesgos en comparación con el año anterior.

Riesgo de la tasa de interés

El riesgo de los tipos de interés se deriva principalmente del uso de instrumentos financieros y se manifiesta como cambios inesperados en los cargos sobre los pasivos financieros, si se indexan a tipos variables y/o se exponen a la incertidumbre de las condiciones financieras en la negociación de nuevos instrumentos de deuda, o como un

cambio inesperado en el valor de los instrumentos financieros medidos a su valor razonable (como la deuda a tipo fijo).

Los principales pasivos financieros que mantiene el Grupo incluyen bonos, préstamos bancarios, cuentas por pagar a otros prestamistas, papel comercial, derivados, depósitos en efectivo recibidos para garantizar contratos comerciales o de derivados (garantías, colaterales en efectivo).

El Grupo Enel gestiona principalmente el riesgo de tipo de interés a través de la definición de una estructura financiera óptima, con el doble objetivo de estabilizar el coste de los préstamos y contener el coste de los fondos.

Este objetivo se persigue mediante la diversificación de la cartera de pasivos financieros por tipo de contrato, vencimiento y tipo de interés, y la modificación del perfil de riesgo de exposiciones específicas mediante el uso de derivados OTC, principalmente swaps de tipos de interés y opciones de tipos de interés. El plazo de dichos derivados no excede el vencimiento del pasivo financiero subyacente, de modo que cualquier cambio en el valor razonable y/o en los flujos de efectivo esperados de dichos contratos se compensa con el correspondiente cambio en el valor razonable y/o en los flujos de efectivo de la posición cubierta. Las técnicas de cobertura sustitutiva pueden utilizarse en una serie de circunstancias residuales, cuando los instrumentos de cobertura de los factores de riesgo no están disponibles en el mercado o no son suficientemente líquidos.

A efectos del cumplimiento del EMIR, y con el fin de comprobar la eficacia real de las técnicas de cobertura adoptadas, el Grupo somete sus carteras de cobertura a una evaluación estadística periódica.

Mediante el uso de permutas de tipo de interés, el Grupo Enel acuerda con la contraparte el intercambio periódico de flujos de interés a tipo variable con flujos a tipo fijo, ambos calculados sobre el mismo no de la cantidad principal.

Los swaps de tipos de interés variables a fijos transforman los pasivos financieros de tipo variable en pasivos de tipo fijo, neutralizando así la exposición de las corrientes de efectivo a las variaciones de los tipos de interés.

Los swaps de tipos de interés fijos a flotantes transforman los pasivos financieros de tipo fijo en pasivos de tipo flotante, neutralizando así la exposición de su valor razonable a las variaciones de los tipos de interés.

Los swaps de tipos de interés entre variables transforman los criterios de indización de los pasivos financieros de tipo variable.

Algunos empréstitos estructurados tienen flujos de efectivo en varias etapas cubiertos por intercambios de tipos de interés que, en la fecha de presentación del informe y por un tiempo limitado, permiten el intercambio de flujos de interés a tipo fijo.

Las opciones de tipos de interés implican el intercambio de diferencias de intereses calculadas sobre un monto de capital teórico una vez que se alcanzan ciertos umbrales (precios de ejercicio). Estos umbrales especifican el tipo máximo efectivo (cap) o el tipo mínimo (floor) al que se indexará el instrumento financiero sintético como resultado de la cobertura. Ciertas estrategias de cobertura prevén el uso de combinaciones de

opciones (collars) que establecen las tasas mínima y máxima al mismo tiempo. En este caso, los precios de ejercicio se fijan normalmente de manera que no se paga ninguna prima en el contrato (collars de coste cero).

Esos contratos se utilizan normalmente cuando el tipo de interés fijo que puede obtenerse en un intercambio de tipos de interés se considera demasiado alto con respecto a las expectativas del mercado en cuanto a la evolución futura de los tipos de interés. Además, las opciones de tipos de interés también se consideran más apropiadas en períodos de mayor incertidumbre sobre la evolución futura de los tipos de interés porque permiten beneficiarse de cualquier disminución de los tipos de interés. En el cuadro siguiente se indica el monto teórico de los derivados de los tipos de interés al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, desglosado por tipo de contrato.

Millones de euros	Importe nominal	
	2019	2018
Swaps de tasas de interés variable a fija	7,932	10,032
Swaps de tasas de interés fijas a variables	152	154
Swaps de tasas de interés fijo a fijo	-	-
Swaps de tasas de interés variable a variable	327	165
Opciones de tasas de interés	50	50
Total	8,461	10,401

Para más detalles sobre los derivados de los tipos de interés, véase la nota 46 "Derivados y contabilidad de cobertura".

Análisis de sensibilidad al riesgo de los tipos de interés

Enel analiza la sensibilidad de su exposición estimando los efectos de un cambio en los tipos de interés en la cartera de instrumentos financieros.

Más específicamente, el análisis de sensibilidad mide el impacto potencial en las pérdidas y ganancias y en el patrimonio de los escenarios de mercado que causarían un

cambio en el valor razonable de los derivados o en el gasto financiero asociado con la deuda bruta no cubierta.

Estos escenarios de mercado se obtienen simulando aumentos y disminuciones paralelos en la curva de rendimiento a la fecha de presentación de informes.

No se introdujeron cambios en los métodos e hipótesis utilizados en el análisis de sensibilidad en comparación con el año anterior.

Con todas las demás variables mantenidas constantes, el beneficio del Grupo antes de impuestos se vería afectado por un cambio en el nivel de los tipos de interés, como se indica a continuación.

Millones de euros	Puntos base	2019			
		Impacto antes de impuestos en resultados		Impacto en el patrimonio antes de impuestos	
		Aumento	Disminución	Aumento	Disminución
Variación de gastos financieros de la deuda bruta a largo plazo a tasa variable después de la cobertura	25	21	(21)	-	-
Variación del valor razonable de los derivados clasificados como instrumentos sin cobertura	25	6	(6)	-	-
Variación del valor razonable de los derivados designados como instrumentos de cobertura					
Cobertura del flujo de efectivo	25	-	-	166	(166)
Cobertura del valor razonable	25	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2019, el 22,5% (25,4% al 31 de diciembre de 2018) de la deuda financiera bruta a largo plazo era de tipo flotante. Teniendo en cuenta las coberturas efectivas de flujos de caja por riesgo de tipo de interés (de acuerdo con las disposiciones de las NIIF-UE), el 85,9% de la deuda financiera bruta a largo plazo estaba cubierta al 31 de diciembre de 2019 (82,5% al 31 de diciembre de 2018).

Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio se manifiesta principalmente como cambios inesperados denominados en una moneda distinta de la moneda de cuenta.

Los estados financieros consolidados del Grupo también están expuestos al riesgo de conversión como resultado de la conversión de los estados financieros de las filiales extranjeras, que están denominados en monedas locales, a euros como moneda de cuenta del Grupo.

La exposición del Grupo al riesgo de cambio está relacionada con la compra o venta de combustibles y energía, inversiones (flujos de caja para costes capitalizados), dividendos y la compra o venta de inversiones de capital, transacciones comerciales y asentamientos y pasivos financieros.

Las políticas del Grupo para la gestión del riesgo cambiario prevén la mitigación de los efectos en las ganancias o pérdidas de las variaciones del nivel de los tipos de cambio, con la excepción de los efectos de conversión relacionados con la consolidación.

Para minimizar la exposición al riesgo cambiario, Enel implementa fuentes de ingresos y costos diversificadas geográficamente, y utiliza mecanismos de indexación en los contratos comerciales. Enel también utiliza varios tipos de derivados, típicamente en el mercado OTC.

Los derivados en la cartera de instrumentos financieros del

Grupo incluyen swaps de tasas de interés entre divisas, forwards de divisas y swaps de divisas. La duración de estos contratos no excede el vencimiento del instrumento subyacente, de manera que cualquier cambio en el valor razonable y/o en los flujos de efectivo esperados de dichos instrumentos compensa el cambio correspondiente en el valor razonable y/o en los flujos de efectivo de la posición cubierta. Los swaps de tipos de interés entre divisas se utilizan para transformar un pasivo financiero a largo plazo denominado en una divisa distinta de la moneda de cuenta en un pasivo equivalente en la moneda de cuenta.

Los contratos de divisas a plazo son contratos en los que las contrapartes se comprometen a intercambiar cantidades de capital denominadas en diferentes monedas en una fecha y un tipo de cambio futuros especificados (el strike). En esos contratos se puede exigir el intercambio efectivo de las dos cantidades principales (contratos a plazo entregables) o el pago de la diferencia generada por las diferencias entre el tipo de cambio de ejercicio y el tipo de cambio vigente al vencimiento (contratos a plazo no entregables). En este último caso, el tipo de cambio de ejercicio y/o el tipo de cambio al contado pueden determinarse como promedios de los tipos observados en un período determinado.

Los swaps de divisas son contratos en los que las contrapartes realizan dos operaciones de signo contrario en fechas futuras diferentes (normalmente una al contado y otra a plazo) que prevén el intercambio de capital denominado en monedas diferentes.

En el cuadro siguiente se indica el monto teórico de las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, desglosado por tipo de elemento cubierto.

Millones de euros

	Importe nominal	
	2019	2018
Los swaps de tasas de interés entre monedas (CCIRS) que cubren la deuda denominada en monedas distintas al euro	22,756	24,712
Cobertura del riesgo cambiario de commodities por contratos de futuros de moneda	4,291	4,924
Contratos de moneda a plazo que cubren los futuros flujos de efectivo en monedas distintas al euro	4,760	5,386
Otros forwards de moneda	1,488	1,584
Total	33,294	36,606

Más específicamente, estos incluyen:

- > Los CCIRS con un importe nominal de 22.756 millones de euros para cubrir el riesgo de cambio de la deuda denominada en monedas distintas del euro (24.712 millones de euros al 31 de diciembre de 2018);
- > los contratos a plazo sobre divisas con un monto nominal total de 9.051 millones de euros destinados a cubrir el riesgo

de cambio asociado a las compras y ventas de gas natural, las compras de combustible y los flujos de caja esperados en divisas distintas del euro (10.310 millones de euros al 31 de diciembre de 2018);

> otros contratos a plazo sobre divisas incluyen las transacciones de derivados OTC realizadas para mitigar el riesgo de cambio sobre los flujos de caja esperados en divisas distintas de la moneda de cuenta relacionados

con la compra de bienes de inversión en los sectores de las energías renovables y de las infraestructuras y redes (medidores digitales de nueva generación), sobre los gastos de explotación para el suministro de servicios de nube y sobre los ingresos procedentes de la venta de energía renovable.

Al 31 de diciembre de 2019, el 52% (55% al 31 de diciembre de 2018) de la deuda a largo plazo del Grupo estaba denominada en monedas distintas del euro.

Teniendo en cuenta las coberturas del riesgo de cambio, el porcentaje de la deuda no cubierta contra ese riesgo ascendía al 18% al 31 de diciembre de 2019 (19% al 31 de diciembre de 2018).

Análisis de sensibilidad al riesgo cambiario

El Grupo analiza la sensibilidad de su exposición estimando los efectos de una variación de los tipos de cambio en la cartera de

El Grupo analiza la sensibilidad de su exposición estimando los efectos de una variación de los tipos de cambio en la cartera de instrumentos financieros.

Más concretamente, el análisis de sensibilidad mide el posible impacto en las pérdidas y ganancias y en el patrimonio de las hipótesis de mercado que causarían un cambio en el valor razonable de los derivados o en el gasto financiero asociado a la deuda bruta a medio y largo plazo sin cobertura.

Esos escenarios se obtienen simulando la apreciación/depreciación del euro frente a todas las monedas en comparación con el valor observado a la fecha de presentación de informes.

No hubo cambios en los métodos o supuestos utilizados en el análisis de sensibilidad en comparación con el año anterior.

Si se mantienen constantes todas las demás variables, el beneficio antes de impuestos se vería afectado por las variaciones de los tipos de cambio, como se indica a continuación.

Millones de euro		2019			
		Impacto antes de impuestos en resultados		Impacto en el patrimonio antes de los impuestos	
	Tipo de cambio	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución
Variación del valor razonable de los derivados clasificados como instrumentos de no cobertura	10%	525	(640)	-	-
Variación del valor razonable de los derivados designados como instrumentos de cobertura					
Cobertura del flujo de efectivo	10%	-	-	(2,929)	3,580
Cobertura del valor razonable	10%	7	(9)	-	-

Riesgo de productos básicos

El riesgo de fluctuaciones en el precio de los productos energéticos se genera por la volatilidad de los precios y las correlaciones estructurales entre ellos, que crean incertidumbre en el margen de las compras y ventas de electricidad y combustibles a precios variables (por ejemplo, contratos bilaterales indexados, transacciones en el mercado al contado, etc.).

Las exposiciones en los contratos indexados se cuantifican desglosando los contratos que generan exposición en los factores de riesgo subyacentes.

Para contener los efectos de las fluctuaciones y estabilizar los márgenes, de acuerdo con las políticas y límites operativos determinados por el gobierno del Grupo, Enel desarrolla y planifica estrategias que impactan en las diferentes fases del proceso industrial ligado a la producción y venta de electricidad y gas (como los contratos de adquisición a plazo y los acuerdos comerciales a largo plazo), así como planes y técnicas de mitigación de riesgos utilizando contratos de derivados (cobertura).

En lo que respecta a la electricidad vendida por el Grupo, Enel utiliza principalmente contratos de precio fijo en forma de contratos físicos bilaterales (PPA) y contratos financieros

(por ejemplo, contratos de diferencias, contratos VPP, etc.) en los que las diferencias se pagan a la contraparte si el precio de la electricidad en el mercado supera el precio de ejercicio y a Enel en el caso contrario. La exposición residual respecto de la venta de energía en el mercado al contado no cubierta con esos contratos se agrega por factores de riesgo uniformes que pueden gestionarse con operaciones de cobertura en el mercado.

Las técnicas de cobertura indirecta pueden utilizarse para las carteras industriales cuando los instrumentos de cobertura de los factores de riesgo específicos que generan la exposición no están disponibles en el mercado o no son suficientemente líquidos. Además, Enel utiliza técnicas de cobertura de carteras para evaluar las oportunidades de compensar las exposiciones entre empresas.

El Grupo utiliza principalmente derivados simples de vainilla para la cobertura (más específicamente, forwards, swaps, opciones sobre productos básicos, futuros, contratos de diferencias).

En el cuadro que figura a continuación se indica el importe teórico de las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, desglosado por tipo de instrumento.

Millones de euros	Importe nominal	
	2019	2018
Forwards y futuros contratos	35,824	41,157
Swaps	5,706	6,346
Opciones	654	549
Embebido	68	-
Total	42,252	48,052

Para más detalles, véase la nota 46 "Derivados y contabilidad de cobertura"

Análisis de sensibilidad del riesgo de commodities

En el cuadro inferior se presentan los resultados del análisis de sensibilidad a un cambio razonablemente posible de los precios de los commodities en que se basa el modelo de valoración utilizado en el escenario en la misma fecha.

El impacto en el beneficio antes de impuestos de los cambios de +15% y -15% en la curva de precios de los principales

commodities que componen a los combustibles y la cesta de fórmulas usadas en los contratos es atribuible a la variación del precio de la electricidad, el gas y los productos petrolíferos y, en menor medida, del CO2.

El impacto en patrimonio de los cambios en la curva de precios se debe al precio de la electricidad, productos petrolíferos y CO2.

Millones de euros	Precio del commodity	2019			
		Impacto antes de impuestos en resultados		Imp. antes de imp. en patrimonio	
		Aumento	Disminución	Aumento	Disminución
Variación del valor razonable de los derivados de comercio de commodities	15%	(18)	79	-	-
Variación del valor razonable de los derivados sobre commodities designados como instrumentos de cobertura	15%	-	-	32	(29)

Riesgo de crédito

Las operaciones comerciales, de productos básicos y financieras del Grupo lo exponen al riesgo crediticio, es decir, a la posibilidad de que un deterioro de la solvencia de una contraparte tenga un efecto adverso en el valor previsto de la posición acreedora o, en el caso de las deudas comerciales únicamente, aumente los plazos medios de cobro.

En consecuencia, la exposición al riesgo de crédito es atribuible a los siguientes tipos de operaciones:

- > la venta y distribución de electricidad y gas en mercados libres y regulados y el suministro de bienes y servicios (cuentas por cobrar comerciales);
- > las actividades comerciales que implican el intercambio físico de activos o transacciones de instrumentos financieros (la cartera de productos básicos);
- > el comercio de derivados, depósitos bancarios y, más en general, de instrumentos financieros (la cartera financiera).

A fin de minimizar el riesgo crediticio, las exposiciones al crédito son gestionadas a nivel de Región/País/Línea de Negocio Global por diferentes unidades, asegurando así la necesaria segregación de las actividades de gestión y control del riesgo. La supervisión de la exposición consolidada es llevada a cabo por Enel SpA.

Además, a nivel de Grupo, la política prevé el uso de criterios uniformes -en todas las principales regiones/países/líneas de

negocios mundiales y a nivel consolidado- para medir la exposición al crédito comercial a fin de identificar rápidamente cualquier deterioro de la calidad de las cuentas por cobrar pendientes y las medidas de mitigación que deban adoptarse.

La política de gestión del riesgo crediticio asociado a las actividades comerciales prevé una evaluación preliminar de la solvencia de las contrapartes y la adopción de instrumentos de mitigación, como la obtención de garantías reales o no reales.

Además, el Grupo realiza operaciones de cesión de cuentas a cobrar sin recurso, lo que conlleva la baja completa de los correspondientes activos involucrados en la cesión, al haberse transferido los riesgos y beneficios asociados a las mismas.

Por último, en lo que respecta a las transacciones financieras y de productos básicos, la mitigación de los riesgos se lleva a cabo mediante un sistema uniforme de evaluación de las contrapartes a nivel de Grupo, incluida la aplicación a nivel de Regiones/Países/Líneas de Negocio Globales, así como con la adopción de marcos contractuales normalizados específicos que contienen cláusulas de mitigación de los riesgos (por ejemplo, acuerdos de compensación) y posiblemente el intercambio de garantías en efectivo.

Cuentas por cobrar financieras

Millones de euros

	al 31 de Dic. 2019				
Montaje	Base para el reconocimiento de la provision por pérdidas esperadas	Tasa prom. pérdida (PD*LGD)	Valor bruto contable	Provisión por pérdida esperada	Valor Neto
Ejecución	12 m ECL	1.2%	6,691	78	6,613
Bajo rendimiento	Lifetime ECL	41.8%	110	46	64
Incumplimiento	Lifetime ECL	34.9%	307	107	200
Total			7,108	231	6,877

Activos contractuales, cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar: medición individual

Millones de euros

	al 31 de Dic. 2019			
	Tasa prom. pérdida (PD*LGD)	Valor bruto contable	Provisión por pérdida esperada	Valor neto
Activos de contrato	0.2%	640	1	639
Cuentas por cobrar comerciales				
Cuentas por cobrar no vencidas	1.2%	4,872	58	4,814
Cuentas por cobrar vencidas:				
- 1-30 días	1.5%	410	6	404
- 31-60 días	1.4%	218	3	215
- 61-90 días	3.1%	130	4	126
- 91-120 días	11.5%	52	6	46
- 121-150 días	7.4%	54	4	50
- 151-180 días	22.1%	398	88	310
- más de 180 días (con problemas de crédito)	65.2%	1,177	767	410
Total cuentas por cobrar comerciales		7,311	936	6,375
Otras cuentas por cobrar				
Otras cuentas por cobrar no vencidas	20.6%	228	47	181
Otras cuentas por cobrar vencidas:				
- 1-30 días	100.0%	97	97	-
- 31-60 días	-	-	-	-
- 61-90 días	-	-	-	-
- 91-120 días	-	-	-	-
- 121-150 días	-	-	-	-
- 151-180 días	-	3	3	-
- más de 180 días (con problemas de crédito)	-	4	4	-
Total otras cuentas por cobrar		332	151	181
TOTAL		8,283	1,088	7,195

Activos contractuales, cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar: medición colectiva

Millones de euros				
	al 31 de Dic. 2019			
	Tasa prom. pérdida (PD*LGD)	Valor bruto	Provisión por pérdida esperada	Valor neto
Activos contractuales	6.7%	15	1	14
Cuentas por pagar comerciales				
Cuentas por cobrar comer. no vencidas	0.8%	3,455	29	3,426
Cuentas por cobrar comerciales vencidas:				
- 1-30 días	2.2%	1,660	36	1,624
- 31-60 días	11.7%	197	23	174
- 61-90 días	18.7%	139	26	113
- 91-120 días	24.5%	98	24	74
- 121-150 días	28.8%	80	23	57
- 151-180 días	37.9%	103	39	64
- más de 180 días (problemas de crédito)	61.1%	3,020	1,844	1,176
Total cuentas por cobrar comerciales		8,752	2,044	6,708
Otras cuentas por cobrar				
Otras cuentas por cobrar no vencidas	1.5%	521	8	513
Otras cuentas por cobrar vencidas:				
- 1-30 días	-	911	-	911
- 31-60 días	-	3	-	3
- 61-90 días	-	21	-	21
- 91-120 días	-	2	-	2
- 121-150 días	-	5	-	5
- 151-180 días	-	8	-	8
- más de 180 días (problemas de crédito)	-	2	-	2
Total otras cuentas por cobrar		1,473	8	1,465
TOTAL		10,240	2,053	8,187

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez se manifiesta en la incertidumbre sobre la capacidad del Grupo para cumplir sus obligaciones relacionadas con los pasivos financieros que se liquidan mediante la entrega de efectivo u otro activo financiero.

Enel gestiona el riesgo de liquidez aplicando medidas para asegurar un nivel apropiado de recursos financieros líquidos, minimizando el costo de oportunidad asociado y manteniendo una estructura de deuda equilibrada en términos de su perfil de vencimiento y fuentes de financiación.

A corto plazo, el riesgo de liquidez se mitiga manteniendo un nivel apropiado de recursos incondicionalmente disponibles, incluida la liquidez en caja y los depósitos a corto plazo, las

las líneas de crédito comprometidas disponibles y una cartera de activos altamente líquidos.

A largo plazo, el riesgo de liquidez se mitiga manteniendo un perfil de vencimientos equilibrado para nuestra deuda, el acceso a una gama de fuentes de financiación en diferentes mercados, en diferentes monedas y con diversas contrapartes.

La mitigación del riesgo de liquidez permite al Grupo mantener una calificación crediticia que garantiza el acceso al mercado de capitales y limita el coste de los fondos, con un impacto positivo en su rendimiento y posición financiera.

El Grupo dispone de las siguientes líneas de crédito no dispuestas:

Millones de euros	al 31 de Dic. 2019		al 31 de Dic. 2018	
	Expirando en un año	Expirando luego de un año	Expirando en un año	Expirando luego de un año
Líneas de crédito comprometidas	215	15,461	750	13,758
Líneas de crédito no comprometidas	927	-	355	-
Papel comercial	9,627	-	6,990	-
Total	10,769	15,461	8,095	13,758

Análisis de vencimiento

En el cuadro que figura a continuación se resume el perfil de vencimientos de la deuda a largo plazo del Grupo.

Millones de euros	Vencimiento en						
	Menor a 3 meses	De 3 meses a 1 año	2021	2022	2023	2024	Posterior
Bonos:							
- listados, tasa fija	992	629	1,385	2,283	2,911	4,919	13,474
- listados, tasa variable	-	258	329	518	703	486	1,194
- no listados, tasa fija	-	-	-	1,825	2,217	1,328	8,989
- no listados, tasa variable	-	27	111	97	97	97	331
Total bonos	992	914	1,825	4,723	5,928	6,830	23,988
Préstamos bancarios:							
- tasa fija	3	276	149	197	33	35	200
- tasa variable	82	760	1,285	637	702	722	4,377
- uso de líneas revolventes	-	-	-	68	-	-	2
Total préstamos bancarios	85	1,036	1,434	902	735	757	4,579
Arrendamientos:							
- tasa fija	67	190	229	430	126	99	715
- tasa variable	6	12	18	15	14	14	29
Total arrendamientos	73	202	247	445	140	113	744
Otros préstamos no bancarios:							
- tasa fija	27	65	71	117	137	30	375
- tasa variable	3	12	23	15	8	-	8
Total otros préstamos no bancarios	30	77	94	132	145	30	383
TOTAL	1,180	2,229	3,600	6,202	6,948	7,730	29,694

Compromisos de compra de commodities

En el desarrollo de sus actividades, el Grupo Enel ha celebrado contratos para adquirir determinadas cantidades de commodities en una fecha futura determinada para su

propio uso, que califican para la exención de uso propio prevista en la NIIF 9.

En el cuadro siguiente se indican los flujos de efectivo sin descontar relacionados con los compromisos pendientes de pago al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	al 31 de Dic 2019	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Posterior
Compromisos de compra de commodities:					
- electricidad	97,472	26,667	22,603	17,041	31,161
- combustible	48,016	26,986	13,010	6,119	1,901
Total	145,488	53,653	35,613	23,160	33,062

45. Compensación de activos y pasivos financieros

Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo no mantuvo posiciones compensadas en activos y pasivos, ya que no es política del Grupo Enel liquidar los activos y pasivos financieros sobre una base neta.

46. Derivados y contabilidad de coberturas

En los cuadros que figuran a continuación se indican el monto nominal y el valor razonable de los activos financieros derivados y los pasivos financieros derivados que pueden ser objeto de una contabilidad de cobertura o medirse una TVPP, clasificados según el tipo de relación de cobertura y el riesgo cubierto, desglosados en instrumentos corrientes y no corrientes.

El importe nominal de un contrato de derivados es el importe sobre cuya base se intercambian los flujos de efectivo. Esta cantidad puede expresarse como un valor o una cantidad (por ejemplo, toneladas, convertidas en euros multiplicando la cantidad nominal por el precio acordado). Las cantidades denominadas en monedas distintas del euro se convierten a los tipos de cambio oficiales de fin de año proporcionados por la empresa World Markets Reuters (WMR).

Millones de euros	No corriente				Corriente			
	Nominal		Valor razonable		Nominal		Valor razonable	
	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018
ACTIVOS DERIVADOS								
Derivados de cobertura de valor razonable:								
- sobre tasas de interés	12	12	7	6	-	15	-	1
- sobre tipo de cambio	166	171	25	19	-	66	-	3
- sobre commodities	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	178	183	32	25	-	81	-	4
Derivados de cobertura de flujo de efectivo:								
- sobre tasas de interés	335	404	26	12	133	427	-	1
- sobre tipo de cambio	11,705	8,318	1,081	675	2,717	4,689	132	252
- sobre commodities	1,628	1,126	215	262	3,081	1,428	847	494
Total	13,668	9,848	1,322	949	5,931	6,544	979	747
Trading de derivados:								
- sobre tasas de interés	50	50	2	2	-	-	-	-
- sobre tipo de cambio	-	197	-	4	3,399	4,057	34	51
- sobre commodities	322	261	27	25	17,203	20,553	3,052	3,112
Total	372	508	29	31	20,602	24,610	3,086	3,163
TOTAL ACTIVOS DERIVADOS	14,218	10,539	1,383	1,005	26,533	31,235	4,065	3,914

Millones de euros	No corriente				Corriente			
	Nominal		Valor razonable		Nominal		Valor razonable	
	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018
PASIVOS DERIVADOS								
Derivados de cobertura al valor razonable:								
- sobre tipo de cambio	5	-	1	-	-	-	-	-
Total	5	-	1	-	-	-	-	-
Derivados de cobertura de flujo de efectivo:								
- sobre tasas de interés	7,704	8,605	779	605	65	272	1	1
- sobre tipo de cambio	11,049	13,025	1,560	1,803	2,573	2,791	115	348
- sobre commodities	601	656	47	167	1,613	2,050	457	859
Total	19,354	22,286	2,386	2,575	4,251	5,113	573	1,208
Trading de derivados:								
- sobre tasas de interés	62	478	6	17	100	138	79	66
- sobre tipo de cambio	2	191	-	3	1,679	3,101	38	33
- sobre commodities	154	133	14	14	17,650	21,845	2,864	3,036
Total	218	802	20	34	19,429	25,084	2,981	3,135
TOTAL PASIVOS DERIVADOS	19,577	23,088	2,407	2,609	23,680	30,197	3,554	4,343

46.1 Derivados designados como instrumentos de cobertura

Los derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable, en la fecha de negociación del contrato, y posteriormente se vuelven a medir a su valor razonable. El método de reconocimiento de la ganancia o la pérdida resultante depende de si el derivado se designa como instrumento de cobertura y, en caso afirmativo, de la naturaleza del elemento que se está cubriendo.

La contabilidad de cobertura se aplica a los derivados contratados con el fin de reducir riesgos como el riesgo de tipo de interés, el riesgo de tipo de cambio, el riesgo de precio de los productos básicos y las inversiones netas en operaciones en el extranjero cuando se cumplen todos los criterios previstos en la NIIF 9.

Al inicio de la operación, el Grupo documenta la relación entre los instrumentos de cobertura y los elementos cubiertos, así como sus objetivos y estrategia de gestión de riesgos. El Grupo también documenta su evaluación, tanto al inicio de la cobertura como de forma continuada, de si los instrumentos de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de los elementos cubiertos.

En el caso de las coberturas de los flujos de efectivo de las transacciones previstas designadas como elementos de cobertura, el Grupo evalúa y documenta que son altamente probables y presentan una exposición a las variaciones de los flujos de efectivo que afectan a los beneficios o las pérdidas.

Dependiendo de la naturaleza de la exposición a los riesgos, el Grupo designa los derivados como:

- > coberturas del valor razonable; o
- > coberturas de flujo de efectivo.

Para más detalles sobre la naturaleza y el alcance de los riesgos derivados de los instrumentos financieros a los que está expuesto el Grupo, véase la nota 44 "Gestión de riesgos".

Para ser eficaz, una relación de cobertura debe cumplir todos los criterios siguientes:

- > existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto;
- > el efecto del riesgo de crédito no domina las variaciones de valor resultantes de la relación económica;
- > el índice de cobertura definido en la designación inicial será igual al utilizado para fines de gestión de riesgos (es decir, la misma cantidad del elemento cubierto que la entidad

realmente cubre y la cantidad del instrumento de cobertura que la entidad realmente utiliza para cubrir la cantidad del elemento cubierto).

En base a los requerimientos de la NIIF 9, la existencia de una relación económica es evaluada por el Grupo a través de una evaluación cualitativa o un cálculo cuantitativo, dependiendo de las siguientes circunstancias:

- > si el riesgo subyacente del instrumento de cobertura y el elemento cubierto es el mismo, la existencia de una relación económica se facilitará mediante un análisis cualitativo;
- > por otra parte, si el riesgo subyacente del instrumento de cobertura y del elemento cubierto no es el mismo, la existencia de la relación económica se demostrará a través de un método cuantitativo además de un análisis cualitativo de la naturaleza de la relación económica (es decir, regresión lineal).

Para demostrar que el comportamiento del instrumento de cobertura está en línea con el del elemento cubierto, se analizarán diferentes escenarios.

El Grupo ha establecido un ratio de cobertura de 1:1 para todas las relaciones de cobertura (incluida la cobertura del riesgo del precio de los productos básicos), ya que el riesgo subyacente del derivado de cobertura es idéntico al riesgo cubierto, a fin de reducir al mínimo la ineficacia de la cobertura.

La ineficacia de la cobertura se evaluará mediante una evaluación cualitativa o un cálculo cuantitativo, según las circunstancias siguientes:

- > si los términos críticos del elemento cubierto y del instrumento de cobertura coinciden y no hay otras fuentes de ineficacia, incluido el ajuste del riesgo crediticio en el derivado de cobertura, la relación de cobertura se considerará plenamente eficaz sobre la base de una evaluación cualitativa;
- > si los términos críticos del elemento cubierto y del instrumento de cobertura no coinciden o existe al menos una fuente de ineficacia, la ineficacia de la cobertura se cuantificará aplicando el método acumulativo de compensación en dólares con un derivado hipotético. Este método compara los cambios en los valores razonables del instrumento de cobertura y del derivado hipotético entre la fecha de presentación de informes y la fecha de inicio.

Las principales causas de la ineficacia de las coberturas pueden ser las siguientes:

- > diferencias de base (es decir, el valor razonable o los flujos de efectivo del elemento cubierto dependen de una

variable diferente de la variable que hace que el valor razonable o los flujos de efectivo del instrumento de cobertura cambien);

- > diferencias temporales (es decir, el elemento cubierto y el instrumento de cobertura se producen o se liquidan en fechas diferentes);
- > diferencias de cantidad o importe nominal (es decir, el elemento cubierto y el instrumento de cobertura se basan en cantidades o importes nominales diferentes);
- > otros riesgos (es decir, los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de un instrumento derivado de cobertura o de un elemento de cobertura se refieren a riesgos distintos del riesgo específico que se está cubriendo);
- > riesgo de crédito (es decir, el riesgo de crédito de la contraparte afecta de forma diferente a los movimientos del valor razonable de los instrumentos de cobertura y los elementos de cobertura).

Cobertura del valor razonable

Las coberturas del valor razonable se utilizan para proteger al Grupo contra la exposición a las variaciones del valor razonable de los activos, pasivos o compromisos en firme atribuibles a un riesgo concreto que podría afectar al resultado.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que cumplen los requisitos y se designan como instrumentos de cobertura se reconocen en la cuenta de resultados, junto con los cambios en el valor razonable del elemento cubierto que son atribuibles al riesgo cubierto.

Si la cobertura deja de cumplir los criterios de la contabilidad de cobertura, el ajuste del valor contable de un elemento cubierto para el que se utiliza el método del tipo de interés efectivo se amortiza en el resultado del ejercicio hasta su vencimiento.

Cobertura del flujo de efectivo

Las coberturas de los flujos de efectivo se aplican con el fin de cubrir la exposición del Grupo a los cambios en los flujos de efectivo futuros que son atribuibles a un riesgo particular asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción altamente probable que pueda afectar al resultado.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que se designan y califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en otro resultado global. La ganancia o pérdida relativa a la parte ineficaz se reconoce inmediatamente en la cuenta de resultados.

Los importes acumulados en el patrimonio neto se reclasifican en el resultado en los períodos en que la partida cubierta afecta al resultado (por ejemplo, cuando tiene lugar la venta prevista cubierta).

Si el elemento cubierto da lugar al reconocimiento de un activo no financiero (es decir, propiedad, planta y equipo o existencias, etc.) o un pasivo no financiero, o una transacción prevista cubierta para un activo o un pasivo no financiero se convierte en un compromiso en firme al que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable, el importe acumulado en el patrimonio neto (es decir, la reserva de flujo de efectivo) se eliminará e incluirá en el valor inicial (coste u otro valor contable) del activo o del pasivo cubierto (es decir, "ajuste de base").

Cuando un instrumento de cobertura vence o se vende, o cuando una cobertura deja de cumplir los criterios de la contabilidad de coberturas, toda ganancia o pérdida acumulada existente en el patrimonio neto en ese momento permanece en el patrimonio neto y se reconoce cuando la transacción prevista se reconoce en última instancia en la cuenta de resultados. Cuando ya no se prevé que se produzca una transacción prevista, la ganancia o pérdida acumulativa que se registró en el patrimonio neto se transfiere inmediatamente a la cuenta de resultados.

En el caso de las relaciones de cobertura que utilizan el futuro como instrumento de cobertura, en las que sólo se designa como instrumento de cobertura la variación del valor del elemento al contado, la contabilización del elemento a plazo (pérdidas o ganancias frente a ORI) se define caso por caso. Este enfoque es el que el Grupo aplica en realidad para la cobertura del riesgo de divisas sobre los activos renovables.

Por el contrario, en las relaciones de cobertura que utilizan como instrumento de cobertura los swaps de tipos de interés entre monedas, el Grupo separa el diferencial de base de las divisas, al designar el derivado de cobertura, y los presenta en otros resultados integrales (ORI) como gastos de cobertura.

En lo que respecta específicamente a las coberturas del flujo de efectivo del riesgo de los productos básicos, a fin de mejorar su coherencia con la estrategia de gestión de riesgos, el Grupo Enel aplica un enfoque de contabilidad de cobertura dinámica basado en requisitos de liquidez específicos (el denominado enfoque basado en la liquidez).

Este enfoque requiere la designación de coberturas mediante el uso de los derivados más líquidos disponibles en el mercado y su sustitución por otros más eficaces para cubrir el riesgo en cuestión.

En consonancia con la estrategia de gestión de riesgos, el enfoque basado en la liquidez permite el traspaso de un derivado sustituyéndolo por un nuevo derivado, no sólo en caso de expiración sino también durante la relación de cobertura, siempre y cuando el nuevo derivado cumpla los dos requisitos siguientes:

> representa un mejor sustituto del antiguo derivado en términos de clasificación;

> cumple requisitos de liquidez específicos.

El cumplimiento de estos requisitos se verifica cada trimestre. En la fecha de renovación, la relación de cobertura no se interrumpe. Por consiguiente, a partir de esa fecha, los cambios en el valor razonable efectivo del nuevo derivado se reconocerán en el patrimonio neto (la reserva de cobertura de flujos de efectivo), mientras que los cambios en el valor razonable del antiguo derivado se reconocen en los resultados.

46.1.1 Relaciones de cobertura por tipo de riesgo de cobertura

Riesgo de la tasa de interés

En el cuadro siguiente se muestra el monto nocional y el tipo de interés medio de los instrumentos de cobertura del riesgo de los tipos de interés de las operaciones vigentes al 31 de diciembre de 2019 y al 2018, según su vencimiento.

Millones de euros	Vencimiento					
	2020	2021	2022	2023	2024	Posterior
Al 31 de diciembre 2019						
Swaps de tasa de interés						
Importe nominal total	199	140	499	187	170	7,054
Cantidad nominal de swap de tasa de interés en euros	47	-	143	187	170	6,042
Tasa media del swap de tasa de interés en euros	3.1825		4.9699	4.0516	4.1629	1.8298
Monto nominal de swap de tasa de interés en dólares americanos	134	134	356	-	-	665
Tasa media del swap de tasa de interés en dólares americanos	1.574	2.035	3.523			2.967
<hr/>						
	2019	2020	2021	2022	2023	Posterior
Al 31 de diciembre de 2018						
Swaps de tasa de interés						
Importe nominal total	714	199	131	396	697	7,598
Cantidad nominal de swap de tasa de interés en euros	18	68	-	396	697	7,298
Tasa media del swap de tasa de interés en euros	0.5444	2.7151		2.7098	1.8872	1.9491
Monto nominal de swap de tasa de interés en dólares americanos	87	131	131	-	-	229
Tasa media del swap de tasa de interés en dólares americanos	1.6208	1.5745	2.0359			2.7943

En el cuadro que figura a continuación se muestra el monto nocional y el valor razonable de los instrumentos de cobertura del riesgo de los tipos de interés de las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, desglosados por tipo de elemento cubierto.

Millones de euros	Instrumento de cobertura	Elemento cubierto	Valor razonable		Importe nominal		Importe nominal		
			al 31 de diciembre 2019		al 31 de diciembre 2018				
			Activos	Pasivos	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos	
Cobertura de VR									
Swaps de tasa de int	Préstamos bancarios de tasa fija		7		12		7		12
Cobertura flujo efect.									
Swaps de tasa de int	Bonos de tasa variable		11	(499)	3,953		1	(406)	6,105
Swaps de tasa de int	Cuentas por cobrar a tasa variable		15	-	140		7		142
Swaps de tasa de int	Préstamos no bancarios a tasa var.		-	(281)	4,144		5	(200)	3,476
Total			33	(780)	8,249		20	(606)	9,735

El siguiente cuadro muestra el importe nominal y el VR de los derivados de cobertura del riesgo de tasa de interés al 31

de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre 2018, desglosados por tipo de cobertura.

Millones de euros	Importe nominal		Activo al VR		Importe nominal		Pasivo al VR	
	al 31 de Dic 2019	al 31 de Dic 2018	al 31 de Dic 2019	al 31 de Dic 2018	al 31 de Dic 2019	al 31 de Dic 2018	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018
Derivados								
Coberturas del valor razonable								
Swaps de tasa de interés	12	27	7	7	-	-	-	-
Total	12	27	7	7	-	-	-	-
Cobertura de flujo de efectivo								
Swap de tasa de interés	468	831	26	13	7,769	8,877	780	606
Total	468	831	26	13	7,769	8,877	780	606
TOTAL DERIVADOS DE TASA DE INTERÉS	480	858	33	20	7,769	8,877	780	606

El importe nocional de los derivados clasificados como instrumentos de cobertura a 31 de diciembre de 2019 ascendía a 8.249 millones de euros, con un valor razonable negativo correspondiente de 747 millones de euros.

En comparación con el 31 de diciembre de 2018, el monto nominal disminuyó en 1.486 millones de euros, lo que refleja principalmente:

- > la finalización anticipada de los swaps de tipos de interés previos a la cobertura por un importe de 750 millones de euros con respecto a la "oferta de intercambio" de Enel SpA para la recompra de bonos híbridos que vencen el 15 de enero de 2075 y el 10 de enero de 2074;
- > la terminación anticipada de los swaps de tasas de interés pre-cobertura por un monto de 2.000 millones de euros con respecto a las emisiones de bonos "sostenibles" durante el año;
- > la expiración de los intercambios de tipos de interés por un importe de 714 millones de euros;
- > nuevos swaps de tasas de interés que ascienden a 1.745 millones de euros.

El valor también refleja la reducción de 203 millones de euros en el importe nominal de los swaps de tipos de interés amortizables. El deterioro del valor razonable de 161 millones de euros refleja principalmente la evolución de la curva de rendimiento.

Derivados de cobertura del valor razonable

Las pérdidas y ganancias netas reconocidas a través de las ganancias o pérdidas, que reflejan los cambios en el valor razonable de los derivados de cobertura del valor razonable y los cambios en el valor razonable del elemento cubierto que son atribuibles al riesgo de las tasas de interés demostraron que estas relaciones de cobertura eran totalmente efectivas tanto en 2019 como en el año anterior.

En el siguiente cuadro se muestra el impacto de las coberturas del valor razonable del riesgo de tasas de interés en el balance al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

Millones de euros	2019			2018		
	Importe nominal	Importe en libros	VR utilizado para medir ineffectividad en el periodo	Importe nominal	Importe en libros	VR utilizado para medir ineffectividad en el periodo
Swap de tasa de interés	12	7	7	27	7	7

El siguiente cuadro muestra el impacto de la partida cubierta de las coberturas del valor razonable en el balance al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

Millones de euros	2019			2018		
	Importe en libras	Ajuste acumulado de VR del element cubierto	VR utilizado para medir ineffectividad en el periodo	Importe en libras	Ajuste acumulado de VR del element cubierto	VR utilizado para medir ineffectividad en el periodo
Préstamos a tasa fija	20	7	(7)	35	7	(7)

Derivados de cobertura del flujo de efectivo

En el siguiente cuadro se muestran los flujos de efectivo previstos en los próximos años de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo de tasas de interés.

Millones de euros	Valor razonable al 31 de Dic. 2019	Distribución de flujos de efectivo esperados					
		2020	2021	2022	2023	2024	Posterior
Derivados de cobertura del flujo de efectivo sobre tasas de interés							
Valor razonable positivo	26	1	(1)	(2)	(2)	2	32
Valor razonable negativo	(780)	(102)	(121)	(110)	(110)	(94)	(284)

El siguiente cuadro muestra el impacto de las coberturas de flujo de efectivo del riesgo de tasas de interés en el balance al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

Millones de euros	2019			2018		
	Importe nominal	Importe en libras	VR utilizado para medir ineffectividad en el periodo	Importe nominal	Importe en libras	VR utilizado para medir ineffectividad en el periodo
Swaps de tasas de interés	8,237	(754)	(754)	9,723	(593)	(593)

En el siguiente cuadro se muestra el impacto de la partida cubierta de las coberturas de flujo de efectivo en el balance al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

Millones de euros	2019				2018			
	VR utilizado para medir ineffectividad en el periodo	Reserva de cobertura de flujo de efectivo	Reserva de gastos de cobertura	Parte inefectiva del valor contable de derivado cobertura flujo de efec	Valor razonable para medir la ineficacia en el periodo	Reserva de cobertura de flujo de efec.	Reserva de gastos de cobertura	Parte inefectiva del valor contable de derivado cobertura flujo de efec
Bonos a tasa variable	486	(486)	-	(2)	395	(395)	-	(10)
Cuentas por cobrar a tasa variable	(15)	15	-	-	(7)	7	-	-
Préstamos no bancarios a tasa var.	275	(275)	-	(6)	190	(190)	-	(5)
Total	746	(746)	-	(8)	578	(578)	-	(15)

El siguiente cuadro muestra el impacto de las coberturas del flujo de efectivo del riesgo de los tipos de interés a través de las ganancias o las pérdidas y otros ingresos integrales en el período, sin incluir los efectos fiscales:

Millones de euros	al 31 de Dic. 2019			
	Variaciones brutas del valor razonable en ORI	Ganancia/(pérdida) neta libre de efectos fiscales en resultados por ineffectividad	Gastos de cobertura en ORI	Ganancia/(pérdida) neta libre de efectos fiscales en resultados por reclasificación en ORI
Cobertura de tasas de interés	(121)	7	-	47

Riesgo de tipo de cambio

En el cuadro inferior se presenta el perfil de vencimiento del monto nominal y el tipo de cambio contractual medio asociado para los instrumentos de cobertura del riesgo cambiario en las operaciones realizadas al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Millones de euros	2020	2021	2022	2023	2024	Posterior	Total
Al 31 de Dic. 2019							
Swaps de tasas de interés entre monedas (CCIRS)							
Importe nominal	831	1,115	1,781	3,339	3,146	12,511	22,723
Cantidad nominal para el CCIRS EUR-USD	-	202	1,781	3,339	1,336	8,904	15,562
Tipo de cambio medio EUR/USD		1.1348	1.1213	1.2184	1.1039	1.2067	
Cantidad nominal para el CCIRS EUR-GBP	470	587	-	-	999	3,041	5,097
Tipo de cambio medio EUR/GBP	0.8466	0.8245	-	-	0.8765	0.8062	
Cantidad nominal para el CCIRS EUR-CHF	92	-	-	-	207	120	419
Tipo de cambio medio EUR/CHF	1.2169	-	-	-	1.0642	1.2100	
Cantidad nominal para el CCIRS EUR-BRL	269	326	-	-	-	288	883
Tipo de cambio medio EUR/BRL	3.9273	3.4742	-	-	-	3.5655	
Forwards de moneda							
Importe nominal	4,459	1,015	18	-	-	-	5,492
Monto nominal - Forward de moneda EUR/USD	2,899	958	18	-	-	-	3,875
Promedio del tipo de cambio forward - EUR/USD	1.1774	1.1803	1.1609	-	-	-	
Monto nominal - Forward de moneda USD/CLP	527	44	-	-	-	-	571
Promedio del tipo de cambio forward - USD/CLP	678.0443	680.0000	-	-	-	-	
Monto nominal - Forward de moneda USD/BRL	313	14	-	-	-	-	327
Promedio del tipo de cambio forward - USD/BRL	4.1274	4.1330	-	-	-	-	
Monto nominal - Forward de moneda EUR/ZAR	221	-	-	-	-	-	221
Promedio del tipo de cambio forward - EUR/ZAR	17.7856	-	-	-	-	-	
Monto nominal - Forward de moneda EUR/RUB	181	-	-	-	-	-	181
Promedio del tipo de cambio forward - EUR/RUB	74.1277	-	-	-	-	-	

Millones de euros

	2019	2020	2021	2022	2023	Posterior	Total
Al 31 de Dic. 2018							
Swaps de tasa de interés entre monedas (CCIRS)							
Importe nominal	2,474	855	934	1,746	3,274	13,149	22,432
Cantidad nocional para el CCIRS EUR-USD	-	-	198	1,746	3,274	8,729	13,947
Tipo de cambio medio EUR/USD	-	-	1.1348	1.1213	1.2184	1.1726	
Cantidad nocional para el CCIRS EUR-GBP	1,229	447	559	-	-	3,846	6,081
Tipo de cambio medio EUR/GBP	0.6753	0.8466	0.8245	-	-	0.8261	
Cantidad nocional para el CCIRS EUR-CHF	-	89	-	-	-	315	404
Tipo de cambio medio EUR/CHF	-	1.2170	-	-	-	1.1133	
Cantidad nocional para el CCIRS EUR-BRL	528	319	177	-	-	94	1,118
Tipo de cambio medio EUR/BRL	3.5679	3.5508	3.2948	-	-	3.1037	
Forwards de moneda							
Importe nominal	5,070	1,512	44	-	-	-	6,626
Monto nominal - Forward de moneda EUR/USD	3,071	1,343	44	-	-	-	4,458
Promedio del tipo de cambio forward - EUR/USD	1.2014	1.2199	1.2392	-	-	-	
Monto nominal - Forward de moneda USD/CLP	838	92	-	-	-	-	930
Promedio del tipo de cambio forward - USD/CLP	667.5891	667.5175	-	-	-	-	
Monto nominal - Forward de moneda USD/BRL	409	-	-	-	-	-	409
Promedio del tipo de cambio forward - USD/BRL	3.6958	-	-	-	-	-	
Monto nominal - Forward de moneda EUR/ZAR	220	77	-	-	-	-	297
Promedio del tipo de cambio forward - EUR/ZAR	16.7884	18.0229	-	-	-	-	
Monto nominal - Forward de moneda EUR/RUB	139	-	-	-	-	-	139
Promedio del tipo de cambio forward - EUR/RUB	79.4094	-	-	-	-	-	

En el cuadro inferior se muestra el monto nocional y el valor razonable de los instrumentos de cobertura del riesgo de cambio de las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2019 y 2018, desglosados por tipo de elemento cubierto.

Millones de euros	Instrumento de cobertura	Elemento cubierto	Valor razonable		Importe	Valor razonable		Importe
			Activo	Pasivos	nominal	Activos	Pasivos	nominal
			al 31 de Dic. 2019			al 31 de Dic. 2018		
Cobertura del valor razonable								
	Swaps de tasa de interés entre divisas (CCIRS)	Préstamos a tasa fija en moneda extranjera	24	(1)	171	7	-	87
	Swaps de tasa de interés entre divisas (CCIRS)	Préstamos a tasa variable en moneda extranjera	-	-	-	15	-	150
Coberturas de flujo de efectivo								
	Swaps de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	Préstamos a tasa variable en moneda extranjera	55	(5)	999	37	(4)	525
	Swaps de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	Préstamos a tasa fija en moneda extranjera	-	(4)	72	85	(2)	793
	Swaps de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	Bonos a tasa variable en moneda extranjera	6	(1)	302	47	-	346
	Swaps de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	Bonos a tasa fija en moneda extranjera	1,022	(1,535)	20,877	598	(2,013)	20,234
	Swaps de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	Futuros flujos de efectivo denominados en moneda extranjera	-	(17)	302	-	(71)	297
	Forwards de moneda	Futuros flujos de efectivo denominados en moneda extranjera	3	(63)	811	4	(33)	1,089
	Forwards de moneda	Compras futuras de commodities denominadas en moneda extranjera	124	(7)	3,462	114	(15)	4,298
	Forwards de moneda	Compras de proyectos de inversión y otros	3	(43)	1,219	42	(12)	1,241
	Total		1,237	(1,676)	28,215	949	(2,150)	29,060

Las coberturas del flujo de efectivo y las coberturas del valor razonable incluyen:

- > Los CCIRS con un importe nocional de 21.120 millones de euros utilizados para cubrir el riesgo de cambio de la deuda de tipo fijo denominada en monedas distintas del euro, con un valor razonable negativo de 495 millones de euros;
- > Los CCIRS con un monto nocional de 1.603 millones de euros utilizados para cubrir el riesgo de cambio de la deuda de tipo flotante denominada en monedas distintas del euro, con un valor razonable positivo de 38 millones de euros;
- > Forwards de moneda con un monto nocional de 4.273 millones de euros utilizados para cubrir el riesgo de cambio de las compras de gas natural, compras de combustible y

- flujos de caja esperados en monedas distintas del euro, con un valor razonable positivo de 57 millones de euros;
- > contratos a plazo sobre monedas con un importe nocional de 1.219 millones de euros y un valor razonable negativo de 40 millones de euros respecto de las transacciones extrabursátiles para mitigar el riesgo de cambio sobre los flujos de caja esperados en monedas distintas de la moneda de cuenta relacionados con la compra de bienes de inversión en los sectores de las energías renovables y de las infraestructuras y redes (medidores digitales de nueva generación), sobre los gastos de explotación para el suministro de servicios de nubes y sobre los ingresos procedentes de la venta de energía renovable.

En el siguiente cuadro se indica el monto nominal y el valor razonable de los derivados de moneda extranjera al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, desglosados por tipo de cobertura.

Millones de euros	Importe nominal		Activos al VR		Importe nominal		Pasivos al VR	
	al 31 de Dic 2019	al 31 de Dic 2018	al 31 de Dic 2019	al 31 de Dic 2018	al 31 de Dic 2019	al 31 de Dic 2018	al 31 de Dic 2019	al 31 de Dic 2018
Derivados								
Cobertura del valor razonable								
Forwards de moneda	-	-	-	-	-	-	-	-
CCIRS	166	237	25	22	5	-	(1)	-
Total	166	237	25	22	5	-	(1)	-
Cobertura del flujo de efectivo								
Forwards de moneda	3,253	4,302	130	160	2,238	2,326	(113)	(61)
CCIRS	11,169	8,705	1,083	767	11,384	13,490	(1,562)	(2,090)
Total	14,422	13,007	1,213	927	13,622	15,816	(1,675)	(2,151)
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO	14,588	13,244	1,238	949	13,627	15,816	(1,676)	(2,151)

El monto teórico del CCIRS al 31 de diciembre de 2019 ascendía a 22.723 millones de euros (22.432 millones de euros al 31 de diciembre de 2018), lo que supone un aumento de 291 millones de euros. Los swaps de tipos de interés de monedas cruzadas con un valor total de 2.070 millones de euros han vencido, mientras que los nuevos derivados ascienden a 2.510 millones de euros, de los cuales 1.336 millones de euros corresponden a emisiones de bonos denominados en dólares de los Estados Unidos en septiembre de 2019. El valor también refleja la evolución de el tipo de cambio del euro frente a las principales monedas, lo que hizo que su monto nominal aumentara en 466 millones de euros.

El monto notional de los contratos de divisas a plazo al 31 de diciembre de 2019 ascendía a 5.491 millones de euros (6.628 millones de euros al 31 de diciembre de 2018), lo que supone una disminución de 1.137 millones de euros.

Derivados de cobertura del valor razonable

En el cuadro inferior se indican las ganancias y pérdidas netas reconocidas por ganancias o pérdidas, que reflejan los cambios en el valor razonable de los derivados de cobertura del valor razonable y los cambios en el valor razonable del elemento cubierto que son atribuibles al riesgo de cambio para 2019 y el año anterior.

Millones de euros	2019	2018
	Ganancias(pérdidas) netas	
Instrumentos de cobertura de tasas de interés	1	6
Ítem cubierto	(4)	(6)
Porción inefectiva	(3)	-

El siguiente cuadro muestra el impacto de las coberturas del valor razonable del riesgo de tasas de interés en el balance al 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

Millones de euros	2019			2018		
	Importe nominal	Importe en libros	Valor razonable usado para medir inefectividad en el periodo	Importe nominal	Importe en libros	Valor razonable usado para medir inefectividad en el periodo
Swaps de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	171	24	24	237	22	22

El siguiente cuadro muestra el impacto de la partida cubierta de las coberturas del valor razonable en el balance al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

Millones de euros	2019			2018		
	Importe en libros	Ajuste acumulativo del valor razonable del elemento cubierto	Valor razonable usado para medir ineffectividad en periodo	Importe en libros	Ajuste acumulativo del valor razonable del elemento cubierto	Valor razonable usado para medir ineffectividad en periodo
Swaps de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	171	21	(22)	228	22	(22)

Derivados de cobertura del flujo de efectivo

En el cuadro inferior se muestran los flujos de efectivo previstos en los próximos años de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo cambiario.

Millones de euros	Valor razonable al 31 de Dic. 2019	Distribución de flujos de efectivo esperados					
		2020	2021	2022	2023	2024	Posterior
Derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre tipos de cambio							
Valor razonable positivo	1,213	357	272	219	471	141	1,667
Valor razonable negativo	(1,675)	(43)	42	47	33	36	(66)

En el siguiente cuadro se muestran los efectos de las coberturas de flujos de efectivo del riesgo cambiario en el balance al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

Millones de euros	2019			2018		
	Importe nominal	Importe en libros	Valor razonable usado para medir ineffectividad en el periodo	Importe nominal	Importe en libros	Valor razonable usado para medir ineffectividad in periodo
Swaps de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	22,552	(479)	(345)	22,195	(1,323)	(1,074)
Forwards de moneda	5,491	17	52	6,628	99	136
Total	28,043	(462)	(293)	28,823	(1,224)	(938)

En el cuadro inferior se muestra el impacto de la partida cubierta de las coberturas del flujo de efectivo en el balance al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

Millones de euros	2019				2018			
	Valor razonable usado para medir inefectividad en el periodo	Reserva cobertura flujo de efectivo	Reserva costos de cobertura	Porción ineficaz del valor en libros de derivados de cobertura F.E	Valor razonable usado para medir inefectividad en el periodo	Reserva cobertura flujo de efectivo	Reserva costos de cobertura	Porción ineficaz del valor en libros de derivados de cobertura de flujo de efec.
Préstamos en tasa variable en moneda extranjera	(49)	49	1	-	(32)	32	1	-
Préstamos en tasa fija en moneda extranjera	3	(3)	(1)	-	(87)	87	(4)	-
Bonos en tasa variable en moneda extranjera	(5)	5	-	-	(47)	47	-	-
Bonos en tasa fija en moneda extranjera	378	(378)	(135)	-	1,169	(1,169)	(246)	-
Futuro flujo de efectivo denominado en moneda extranjera	17	(17)	-	-	71	(71)	-	-
Futuro flujo de efectivo denominado en moneda extranjera	59	(59)	(1)	-	30	(30)	1	-
Futuras compras de commodities denominadas en moneda extranjera	(119)	119	-	(2)	(100)	100	-	(1)
Compras de proyectos de inversión y otros	9	(9)	(32)	1	(66)	66	(36)	(1)
Total	293	(293)	(168)	(1)	938	(938)	(284)	(2)

En el siguiente cuadro se muestran los efectos de las coberturas de los flujos de efectivo del riesgo cambiario a través de las ganancias y pérdidas y otros resultados integrales en el periodo, sin incluir los efectos fiscales.

Millones de euros	al 31 de Dic. 2019			
	Cambios brutos en el VR con cambios en ORI	Ganancia/(pérdida) neta libre de efectos fiscales con cambios en resultados por inefect.	Costos de cobertura en ORI	Ganancia/(pérdida) neta libre de efectos fiscales en resultados por reclasificación desde ORI
Cobertura de la tasa de cambio	834	1	116	189

Riesgo de commodities

En el siguiente cuadro se indica el monto nocional y el precio medio de los instrumentos de cobertura del riesgo de los commodities para las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2019 y 2018, desglosados por fecha de vencimiento.

Millones de euros	2019	2020	2021	2022	2023	Posterior	Total
Al 31 de Dic. 2019							
Swaps de commodities							
Valor nominal de la potencia	703	123	121	135	128	712	1,922
Precio medio de swap de commodities en la energía (euros/MWh)	47.7	20.5	20.2	20.2	20.2	20.7	
Valor nominal del carbón/envío	253	-	-	-	-	-	253
Precio medio de swaps de commodities de carbón/envío (\$/ton)	62.4	-	-	-	-	-	
Valor nominal del gas	13	13	13	13	41	66	159
Precio medio de swaps de commodities sobre el gas (euros/MWh)	3.0	3.0	3.0	3.0	7.0	7.9	
Forwards/futuros de los commodities							
Valor nominal de la potencia	726	2	-	-	-	-	728
Prom. de prec. forwards/futuros de commodities energ. (EUR/MWh)	50.5	50.4	-	-	-	-	
Valor nominal del gas	1,869	662	1	-	-	-	2,532
Precio medio del gas forwards/futuro de commodity (euros/MWh)	15.9	19.1	17.2	-	-	-	
Valor nominal de CO2	217	9	-	-	-	-	226
Precio medio de commodities forwards/futuro del CO2 (euros/ton)	18.0	25.0	-	-	-	-	
Valor nominal del petróleo	988	115	-	-	-	-	1,103
Promedio del precio forwards/futuro del petróleo (\$/bbl)	64.8	59.7	-	-	-	-	

Millones de euros	2019	2020	2021	2022	2023	Posterior	Total
Al 31 de Dic. 2018							
Swaps de commodities							
Valor nominal de la potencia	765	234	90	82	96	494	1,761
Precio medio de swap de commodities en la energía (euros/MWh)	52.8	44.2	19.4	19.0	19.0	19.0	
Valor nominal del carbón/envío	582	47	-	-	-	-	629
Precio medio de swaps de commodities de carbón/envío (\$/ton)	85.0	78.9	-	-	-	-	
Forwards/futuros de los commodities							
Valor nominal de la potencia	436	16	-	-	-	-	452
Prom. de prec. forwards/futuros de commodities energ. (EUR/MWh)	61.1	54.4	-	-	-	-	
Valor nominal del gas	352	390	-	-	-	-	742
Precio medio del gas forwards/futuro de commodity (euros/MWh)	24.1	20.0	-	-	-	-	
Valor nominal de CO2	213	67	-	-	-	-	280
Precio medio de commodities forwards/futuro del CO2 (euros/ton)	13.4	7.8	-	-	-	-	
Valor nominal del petróleo	1,170	226	-	-	-	-	1,396
Promedio del precio forwards/futuro del petróleo (\$/bbl)	71.4	68.8	-	-	-	-	

En el siguiente cuadro se indica el monto nominal y el valor razonable de los instrumentos de cobertura del riesgo de tasas de interés de las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2019 y 2018, desglosado por tipo de commodity.

Millones de euros	Valor nominal		Activos al VR		Valor nominal		Pasivos al VR	
	al 31 de Dic 2019	al 31 de Dic 2018	al 31 de Dic 2019	al 31 de Dic 2018	al 31 de Dic 2019	al 31 de Dic 2018	al 31 de Dic 2019	al 31 de Dic 2018
Derivados								
Cobertura de flujo de efectivo								
Derivados de energía:								
- swaps	1,301	1,249	234	139	621	512	(107)	(227)
- forwards/futuros	280	293	34	20	448	159	(44)	(12)
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados de energía	1,581	1,542	268	159	1,069	671	(151)	(239)
Derivados de carbón/envío:								
- swaps	-	10	7	74	253	619	(54)	(94)
- forwards/futuros	-	-	-	-	-	-	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados de carbón/envío	-	10	7	74	253	619	(54)	(94)
Derivados de gas y petróleo:								
- swaps	79	-	9	-	80	-	(1)	-
- forwards/futuros	2,823	723	694	222	812	1,415	(298)	(693)
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados en gas y petróleo	2,902	723	703	222	892	1,415	(299)	(693)
Derivados de CO ₂ :								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futuros	226	279	84	301	-	1	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados de CO ₂	226	279	84	301	-	1	-	-
TOTAL DERIVADOS DE COMMODITIES	4,709	2,554	1,062	756	2,214	2,706	(504)	(1,026)

El cuadro indica el monto nominal y el valor razonable de los derivados que cubren el riesgo de los precios de los productos básicos al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, desglosados por tipo de cobertura.

El VR positivo de los derivados de cobertura de flujos de caja en commodities, se refiere a los derivados sobre commodities de gas y petróleo por un importe de 703 millones de euros, los derivados sobre CO₂ (84 millones de euros), los derivados sobre energía (268 millones de euros) y, en menor medida, las coberturas de compras de carbón solicitadas por las empresas de generación por un importe de 7 millones de euros.

Los derivados de cobertura de flujos de caja de commodities incluidos en el pasivo se refieren a los derivados sobre gas y productos petrolíferos por un importe de 299 millones de euros, los derivados sobre energía eléctrica por un importe de 151 millones de euros y los derivados sobre carbón (54 millones de euros).

Derivados de cobertura de flujos de caja

En el cuadro inferior se muestran los flujos de efectivo previstos en los próximos años de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo de commodity.

Millones de euros	Valor razonable	Distribución flujos de efectivos esperados					
	al 31 de Dic. 2019	2020	2021	2022	2023	2024	Posterior
Derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre commodities							
Valor razonable positivo	1,062	662	187	69	13	11	120
Valor razonable negativo	(504)	(400)	(79)	(12)	(3)	(3)	(7)

En el siguiente cuadro se muestra el impacto de las coberturas de flujo de efectivo del riesgo de commodities en el balance al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

Millones de euros	2019			2018		
	Importe nominal	Importe en libras	Valor razonable usado para medir inefectividad en el periodo	Importe nominal	Importe en libras	Valor razonable usado para medir inefectividad en el periodo
Swaps de energía	1,922	127	127	1,761	(88)	(88)
Swaps de carbon/envío	253	(47)	(47)	629	(20)	(20)
Swaps de gas y petróleo	159	8	8	-	-	-
Forwards/futuros de energía	728	(10)	(10)	452	8	8
Forwards/futuros de carbon/envío	-	-	-	-	-	-
Forwards/futuros de gas y petróleo	3,635	396	396	2,138	(471)	(471)
Forwards/futuros de CO2	226	84	84	280	301	301
Total	6,923	558	558	5,260	(270)	(270)

En el cuadro siguiente se muestra el impacto de la partida cubierta de las coberturas del flujo de efectivo en el balance al 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018.

Millones de euros	2019				2018			
	Valor razonable usado para medir inefectividad en el periodo	Reserva cobertura flujo de efectivo	Reserva costos de cobertura	Parte ineficaz del importe en libras de derivados de cobertura de flujo de efec.	Valor razonable usado para medir inefectividad en el periodo	Reserva cobertura flujo de efectivo	Reserva costos de cobertura	Parte ineficaz del importe en libras de derivados de cobertura de flujo de efec.
Futuras transacciones en energía	(110)	110	-	7	82	(82)	-	2
Futuras trans. en carbon/envío	47	(47)	-	-	20	(20)	-	-
Futuras trans. en gas y petróleo	(404)	404	-	-	471	(471)	-	-
Futuras transacciones en CO ₂	(84)	84	-	-	(301)	301	-	-
Total	(551)	551	-	7	272	(272)	-	2

En el siguiente cuadro se muestra el impacto de las coberturas del flujo de efectivo del riesgo de commodity a través de ganancias y pérdidas y otros resultados integrales en el periodo, sin incluir los efectos fiscales.

Millones de euros	al 31 de Dic. 2019			
	Variaciones brutas al VR con cambios en el ORI	Ganancia/(pérdida) neta libre de efectos fiscales en resultados por inefectividad	Costos de cobertura con cambios en ORI	Ganancia/(pérdida) neta libre de efectos fiscales en resultados por reclasificación desde ORI
Cobertura del precio de commodities	914	5	-	91

46.2 Derivados a valor razonable por resultados

El siguiente cuadro muestra el monto nominal y el valor razonable de los derivados al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

Millones de euros	Valor nominal		Activos al VR		Valor nominal		Pasivos al VR	
	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018
Derivados al VR con cambios en resultados:								
- derivados de tasa de interés:								
- swaps de tasa de interés	50	50	2	2	112	566	(80)	(79)
- opciones de tasa de interés	-	-	-	-	50	50	(5)	(5)
- derivados de tipo de cambio:								
- forwards de moneda	3,399	4,092	34	54	1,648	1,175	(37)	(18)
- CCIRS	-	162	-	1	33	2,117	-	(18)
- derivados de commodities	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de energía:								
- swaps	282	1,070	25	167	281	229	(28)	(28)
- forwards/futuros	5,353	6,260	403	814	4,329	6,955	(155)	(1,016)
- opciones	3	15	2	28	27	20	(14)	(11)
Total derivados de energía	5,638	7,345	430	1,009	4,637	7,204	(197)	(1,055)
Derivados de carbón:								
- swaps	311	201	69	56	367	823	(80)	(48)
- forwards/futuros	-	-	-	-	-	-	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados de carbón	311	201	69	56	367	823	(80)	(48)
Derivados de gas y petróleo:								
- swaps	1,259	896	168	215	852	728	(97)	(186)
- forwards/futuros	9,782	11,894	2,126	1,640	11,047	12,712	(2,190)	(1,531)
- opciones	315	225	247	147	309	289	(273)	(165)
Total derivados de gas y petróleo	11,356	13,015	2,541	2,002	12,208	13,729	(2,560)	(1,882)
Derivados de CO ₂ :								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futuros	185	243	31	68	524	221	(32)	(65)
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados de CO ₂	185	243	31	68	524	221	(32)	(65)
Derivados en otros:								
- swaps	4	9	2	2	16	-	(1)	-
- forwards/futuros	6	1	3	-	9	1	(4)	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados en otros	10	10	5	2	25	1	(5)	-
Derivados implícitos	25	-	3	-	43	-	(4)	-
TOTAL DERIVADOS	20,974	25,118	3,115	3,194	19,647	25,886	(3,000)	(3,170)

Al 31 de diciembre de 2019, el monto nominal de los derivados de negociación sobre las tasas de interés ascendía a 212 millones de euros. El valor razonable de un negativo de 83 millones de euros se deterioró en 1 millón de euros con respecto al año anterior, debido principalmente a

la evolución de la curva de rendimiento.

A 31 de diciembre de 2019, el importe nominal de los derivados sobre tipos de cambio era de 5.080 millones de euros. La disminución general de su valor nominal y la reducción del valor razonable neto asociado de 3 millones de

euros reflejaron principalmente las operaciones normales y la evolución de los tipos de cambio.

Al 31 de diciembre de 2019, el importe nocional de los derivados sobre commodities ascendía a 35.329 millones de euros. El valor razonable de los derivados de negociación sobre commodities clasificados como activos refleja principalmente la valoración de mercado de las coberturas de gas y petróleo por un importe de 2.541 millones de euros y de los derivados sobre energía eléctrica por un importe de 430 millones de euros.

El valor razonable de los derivados de negociación sobre commodities clasificadas como pasivos se refiere principalmente a coberturas de gas y petróleo por un monto de 2.560 millones de euros y a derivados sobre energía por un monto de 197 millones de euros.

Estos valores incluyen las operaciones que, aunque

establecidas con fines de cobertura, no cumplían los requisitos de la contabilidad de cobertura.

En la categoría "otros" se incluyen las coberturas con derivados sobre el clima. Además del riesgo de commodities, las empresas del Grupo también están expuestas a los cambios en los volúmenes asociados a las condiciones meteorológicas (por ejemplo, la temperatura afecta al consumo de gas y energía).

Los derivados incorporados, que están en posesión de Enel Green Power North America, tienen en cuenta las cláusulas financieras suplementarias en acuerdos de asociación de equidad fiscal más complejos, que se utilizan para financiar la inversión en nueva capacidad renovable.

47. Activos medidos al valor razonable

El Grupo determina el valor razonable de conformidad con la NIIF 13 siempre que las normas internacionales de contabilidad exijan esa medición como criterio de reconocimiento o medición.

El valor razonable se define como el precio que se recibiría por la venta de un activo o se pagaría por la transferencia de un pasivo, en una transacción ordenada, entre los participantes en el mercado, en la fecha de medición (es decir, un precio de venta).

La mejor aproximación al valor razonable es el precio de mercado, es decir, el precio actual disponible públicamente que se utiliza realmente en un mercado líquido y activo.

El valor razonable de los activos y pasivos se clasifica de acuerdo con la jerarquía de tres niveles que se describe a continuación, en función de los insumos y las técnicas de valoración utilizadas para determinar su valor razonable:

> Nivel 1, en el que el valor razonable se determina sobre la base de los precios cotizados (sin ajustar) en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los que la entidad puede acceder en la fecha de medición;

> Nivel 2, en el que el valor razonable se determina sobre la base de insumos distintos de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que son observables para el activo o el pasivo, ya sea directamente (como los precios) o indirectamente (derivados de los precios);

> Nivel 3, en el que el valor razonable se determina sobre la base de factores no observables.

En la presente nota también se proporciona información detallada sobre las técnicas de valoración y los insumos utilizados para realizar esas mediciones.

A tal fin:

> las mediciones recurrentes del valor razonable de los activos o pasivos son las requeridas o permitidas por las NIIF en el balance al cierre de cada período;

> las mediciones no recurrentes del valor razonable son las requeridas o permitidas por las NIIF en el balance en circunstancias particulares.

Para obtener información general o revelaciones específicas sobre el tratamiento contable de estas circunstancias, véase la nota 2 "Políticas contables y criterios de medición".

En el siguiente cuadro se muestra, para cada clase de activos medidos al valor razonable de forma recurrente o no recurrente en los estados financieros, la medición del valor razonable al final del período sobre el que se informa y el nivel en la jerarquía del valor razonable en el que se clasifican las mediciones del valor razonable de esos activos.

Millones de euros	Notas	Activos no corrientes				Activos corrientes			
		Valor raz.	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor raz.	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Inversiones de capital en otras entidades al VR con cambios en ORI	26	64	4	11	49	-	-	-	-
Garantías al VR con cambios en ORI	26.1, 30.1	416	416	-	-	61	61	-	-
Inversiones de capital en otras entidades al VR con cambios en resultados	26	8	-	-	8	-	-	-	-
Activos financieros de acuerdos de concesión de servicios al VR con cambios en resultados	26	2,362	-	2,362	-	-	-	-	-
Préstamos y cuentas por cobrar medidos a valor razonable	26	354	-	-	354	51	51	-	-
Derivado de cobertura al valor razonable:									
- de tasa de interés	46	7	-	7	-	-	-	-	-
- de tipo de cambio	46	25	-	25	-	-	-	-	-
Derivados de cobertura de flujo de efectivo:									
- de tasas de interés	46	26	-	26	-	-	-	-	-
- de tipo de cambio	46	1,081	-	1,081	-	132	-	132	-
- de commodities	46	215	29	186	-	847	288	559	-
Derivados de negociación:									
- de tasa de interés	46	2	-	2	-	-	-	-	-
- de tipo de cambio	46	-	-	-	-	34	-	34	-
- de commodities	46	27	4	23	-	3,052	1,056	1,994	2
Existencias medidas al valor razonable	28	-	-	-	-	42	40	2	-
Activos clasificados como disp.. para la venta	33	101	-	-	101	-	-	-	-
Consideraciones contingentes	27, 31	96	-	69	27	51	-	38	13

El valor razonable de las "inversiones de capital en otras entidades al VR con efectos en el ORI" se determina, en el caso de las empresas que cotizan en bolsa, sobre la base del precio cotizado en la fecha de cierre del ejercicio, mientras que el de las empresas que no cotizan en bolsa se basa en una valoración fiable de los activos y pasivos pertinentes.

Los "Acuerdos de concesión de servicios financieros al VR con efectos en el ORI" se refieren a las operaciones de distribución de electricidad en el Brasil, principalmente de Enel Distribuição Rio, Enel Distribuição Ceará y Enel Distribuição Goiás y se contabilizan de conformidad con la CINIIF 12. El valor razonable se estimó como el costo neto de reposición sobre la base de la información más reciente sobre tarifas disponible y del índice general de precios del mercado brasileño.

“Los "Préstamos y cuentas por cobrar valorados a valor razonable" incluyen (reconocidos en el nivel 3) el valor razonable de la cuenta por cobrar por la enajenación de Slovak Power Holding de 354 millones de euros al 31 de diciembre de 2019. El valor razonable se determina sobre la base de la fórmula de precios especificada en el contrato.

El valor razonable de los contratos de derivados se determina utilizando los precios oficiales de los instrumentos que se negocian en los mercados regulados. El valor razonable de los instrumentos que no cotizan en un mercado regulado se determina utilizando métodos de valoración apropiados para cada tipo de instrumento financiero y datos de mercado al cierre del período, descontando los flujos de caja futuros previstos sobre la base de la curva de rendimiento del mercado y convirtiendo los importes en monedas distintas del euro utilizando los tipos de cambio proporcionados por la empresa World Markets Reuters (WMR). En el caso de los contratos relativos a commodities, la medición se realiza utilizando los precios de los mismos instrumentos en los mercados regulados y no regulados.

De conformidad con las nuevas normas internacionales de contabilidad, en 2013 el Grupo incluyó una medición del riesgo crediticio, tanto de la contraparte (Ajuste de Valoración del Crédito o CVA) como propio (Ajuste de Valoración del Débito o DVA), a fin de ajustar el valor razonable de los instrumentos financieros por el monto

correspondiente del riesgo de contraparte. Más concretamente, el Grupo mide el CVA/DVA utilizando una técnica de valoración de la exposición futura potencial para la exposición neta de la posición y asignando posteriormente el ajuste a los instrumentos financieros individuales que componen la cartera global. Todos los insumos utilizados en esta técnica son observables en el mercado.

El monto nominal de un contrato de derivados es el monto sobre el cual se intercambian los flujos de efectivo. Esta cantidad puede expresarse como un valor o una cantidad (por ejemplo, toneladas, convertidas en euros multiplicando la cantidad nominal por el precio acordado). Las cantidades denominadas en monedas distintas del euro se convierten en euros al tipo de cambio de fin de año facilitado por la empresa World Markets Reuters (WMR).

Los importes nominales de los derivados que figuran en el presente documento no representan necesariamente cantidades intercambiadas entre las partes y, por lo tanto, no son una medida de la exposición al riesgo de crédito del Grupo. En el caso de los instrumentos de deuda cotizados en bolsa, el valor razonable viene dado por los precios oficiales. Para los instrumentos no cotizados, el valor razonable se determina utilizando técnicas de valoración apropiadas para

cada categoría de instrumento financiero y datos de mercado a la fecha de cierre del ejercicio, incluidos los diferenciales de crédito de Enel SpA. La medición de los derivados financieros de Enel siempre se clasifica como nivel 1 ó 2, ya que se basa en datos de mercado.

La única excepción se refiere a los derivados sobre índices meteorológicos (derivados meteorológicos), que se miden utilizando datos históricos certificados sobre las variables subyacentes. Por ejemplo, un derivado sobre HDD ("Heating Degree Days") sobre una determinada estación de medición indicada en el contrato de derivados se mide a valor razonable calculando la diferencia entre la huelga acordada y el promedio histórico de la misma variable observada en la misma estación. La medición de los derivados meteorológicos de Enel se clasifica como nivel 3.

47.1 Valor razonable de otros activos

Para cada clase de activos que no se miden al valor razonable de manera recurrente pero cuyo valor razonable se debe informar, el siguiente cuadro informa sobre el valor razonable al final del período y el nivel en la jerarquía de valor razonable en el que se clasifican las mediciones del valor razonable de esos activos.

Millones de euros	Notas	Activos no corrientes				Activos corrientes			
		Valor razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Préstamos y cuentas por cobrar	26,30	401	-	19	382	1,418	-	1,286	132
Propiedades de inversión	19	154	22	-	132	-	-	-	-
Existencias	28	-	-	-	-	54	-	-	54

En el cuadro se indica el valor razonable de las propiedades de inversión y los inventarios de bienes inmuebles no utilizados en el negocio por un importe de 154 millones de euros y 54 millones de euros, respectivamente. Las cantidades se calcularon con la ayuda de tasaciones realizadas por expertos independientes, que utilizaron

diferentes métodos según los bienes específicos involucrados. La más significativa de las partidas es la de "préstamos y cuentas por cobrar, que se refiere esencialmente a e-distribuzione y a Enel SpA.

48. Pasivos medidos al valor razonable

En el siguiente cuadro se indica, para cada clase de pasivo medido al valor razonable de manera recurrente o no recurrente en los estados financieros, la medición del valor razonable al final del período de reporte y el nivel en la jerarquía del valor razonable en el que se clasifican las mediciones del valor razonable.

Millones de euros	Notas	Pasivos no corrientes				Pasivos corrientes			
		Valor raz.	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor raz.	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Derivados de cobertura al valor razonable:									
- de tasa de interés	46	-	-	-	-	-	-	-	-
- de tipo de cambio	46	1	-	1	-	-	-	-	-
- de commodities	46	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de cobertura de flujos de efectivo:									
- de tasa de interés	46	779	-	779	-	1	-	1	-
- de tipo de cambio	46	1,560	-	1,560	-	115	-	115	-
- de commodities	46	47	7	40	-	457	229	228	-
Derivados de negociación:									
- de tasa de interés	46	6	-	6	-	79	-	79	-
- de tipo de cambio	46	-	-	-	-	38	-	38	-
- de commodities	46	14	3	11	-	2,864	1,047	1,817	-
Consideraciones contingentes	38, 42	53	-	5	48	116	-	103	13

La consideración contingente se refiere a varias inversiones de capital que el Grupo tiene en América del Norte, cuyo valor razonable se determinó sobre la base de las condiciones contractuales.

48.1 Valor razonable de otros pasivos

Para cada clase de pasivo que no se mide al valor razonable en el balance pero cuyo valor razonable debe ser informado, el siguiente cuadro informa sobre el valor razonable al final del período y el nivel en la jerarquía del valor razonable en el que se clasifican las mediciones del valor razonable de esos pasivos.

Millones de euros	Notas	Valor razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Bonos					
Tasa fija	43.3.1	46,867	43,126	3,741	-
Tasa variable	43.3.1	4,408	165	4,243	-
Préstamos bancarios					
Tasa fija	43.3.1	947	-	947	-
Tasa variable	43.3.1	8,712	-	8,712	-
Préstamos no bancarios					
Tasa fija	43.3.1	2,667	-	2,667	-
Tasa variable	43.3.1	183	-	183	-
Total		63,784	43,291	20,493	-

49. Entidades relacionadas

Como operador en el campo de la generación, distribución, transporte y venta de electricidad y la venta de gas natural, Enel lleva a cabo transacciones con una serie de empresas controladas directa o indirectamente por el Estado italiano, el accionista de control del Grupo. En el cuadro que figura a continuación se resumen los principales tipos de transacciones realizadas con esas contrapartes.

Entidades relacionadas	Relación	Naturaleza de transacciones principales
Single Buyer	Totalmente controlado (indirectamente) por el Ministerio de Economía y Finanzas	Compra de electricidad para el mercado de protección reforzada
Cassa Depositi e Prestiti Group	Directamente controlada por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad en el Mercado de Servicios Auxiliares (Terna) Venta de servicios de transporte de electricidad (Grupo Eni) Compra de servicios de transporte, despacho y medición (Terna) Compra de servicios postales (Poste Italiane) Compra de combustibles para plantas de generación y serv. de almacenamiento y distribución de gas natural (Grupo Eni)
ESO - Energy Services Operator	Totalmente controlada (directamente) por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad subvencionada Pago del componente A3 para los incentivos de los recursos renovables
EMO - Energy Markets Operator	Totalmente controlada (indirectamente) por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad en the Power Exchange (EMO) Compra de electricidad en el Power Exchange para el bombeo y la planificación de la planta (EMO)
Leonardo Group	Directamente controlada por el Ministerio de Economía y Finanzas	Compra de servicios informáticos y suministro de bienes

Además, el Grupo realiza transacciones esencialmente comerciales con empresas asociadas o empresas en las que tiene intereses minoritarios.

Finalmente, Enel también mantiene relaciones con los fondos de pensiones FOPEN y FONDENEL, así como con Fondazione Enel y Enel Cuore, una empresa sin ánimo de lucro de Enel dedicada a la asistencia social y sanitaria.

Todas las transacciones con las entidades relacionadas se realizaron en condiciones normales de mercado, que en algunos casos son determinadas por la Autoridad Reguladora de la Energía, las Redes y el Medio Ambiente.

Por último, cabe señalar que en el marco de las normas de gobernanza empresarial que ha adoptado el Grupo Enel, que se examinan en detalle en el informe sobre la gobernanza empresarial y la estructura de propiedad disponible en el sitio web de la empresa (www.enel.com), se han aplicado procedimientos para garantizar la transparencia y la corrección procesal y sustantiva de las transacciones con las partes relacionadas.

En los siguientes cuadros se resumen las transacciones con partes vinculadas, empresas asociadas y acuerdos conjuntos pendientes al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 y realizadas durante el período.

Millones de euros

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Otros
Estado de resultados					
Ingresos por bienes y servicios	-	1,320	2,733	255	183
Otros ingresos	-	-	1	5	-
Ingresos financieros	-	-	1	-	-
Compra de electricidad, gas y combustible	2,661	3,009	1,372	4	-
Costos de servicios y otros materiales	-	54	2,338	4	70
Otros gastos operativos	3	182	4	1	-
Ganancia/(pérdida) neta por la gestión del riesgo de commodities	-	-	11	-	-
Gastos financieros	-	-	14	1	-

Millones de euros

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Otros
Balance general					
Activos derivados no corrientes	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar comerciales	-	45	573	15	13
Activos derivados corrientes	-	-	-	-	-
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-
Otros activos corrientes	-	23	69	89	1
Préstamos a largo plazo	-	-	715	-	-
Pasivos contractuales no corrientes	-	-	2	-	6
Porción corriente de préstamos a largo plazo	-	-	89	-	-
Cuentas por pagar comerciales	601	92	726	793	18
Pasivos derivados corrientes	-	-	-	-	-
Pasivos contractuales corrientes	-	-	-	-	1
Otros pasivos corrientes	-	-	16	-	9
Otra información					
Garantías emitidas	-	250	354	-	164
Garantías recibidas	-	-	125	-	35
Compromisos	-	-	9	-	4

Personal clave de gestión	Total 2019	Asociados y acuerdos conjuntos	Total general 2019	Total en estados financieros	% del total
-	4,491	313	4,804	77,366	6.2%
-	6	10	16	2,961	0.5%
-	1	87	88	1,637	5.4%
-	7,046	143	7,189	33,755	21.3%
-	2,466	151	2,617	18,580	14.1%
-	190	45	235	7,276	3.2%
-	11	-	11	(733)	-1.5%
-	15	31	46	4,518	1.0%

Personal clave de gestión	Total al 31 de Dic. 2019	Asociados y acuerdos conjuntos	Total general al 31 de Dic. 2019	Total en estados financieros	% del total
-	-	15	15	1,383	1.1%
-	646	250	896	13,083	6.8%
-	-	8	8	4,065	0.2%
-	-	27	27	4,305	0.6%
-	182	1	183	3,115	5.9%
-	715	-	715	54,174	1.3%
-	8	143	151	6,301	2.4%
-	89	-	89	3,409	2.6%
-	2,230	61	2,291	12,960	17.7%
-	-	8	8	3,554	0.2%
-	1	38	39	1,328	2.9%
-	25	5	30	13,161	0.2%
-	768	-	768		
-	160	-	160		
-	13	-	13		

Millones de euros

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Otros
Estado de resultados					
Ingresos por venta de bienes y servicios	-	1,952	2,622	389	222
Otros ingresos	-	-	6	7	3
Otros ingresos financieros	-	-	1	-	-
Compra de electricidad, gas y combustible	3,228	3,234	1,136	-	-
Costos por servicios y otros materiales	-	52	2,299	3	163
Otros gastos operativos	6	262	4	-	-
Ganancia/(pérdida) neta por la gestión de riesgo de commodity	-	-	1	-	-
Gastos financieros	-	-	16	8	-

Millones de euros

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Otros
Balance general					
Cuentas por cobrar comerciales	-	120	717	20	36
Activos derivados	-	-	-	-	-
Otros activos financieros corrientes.	-	-	-	-	-
Otros activos corrientes	-	8	10	146	-
Préstamos a largo plazo	-	-	804	-	-
Otros pasivos no corrientes	-	-	-	-	6
Porción corriente de préstamos a largo plazo	-	-	89	-	-
Cuentas por pagar comerciales	871	160	983	833	19
Pasivos derivados corrientes	-	-	-	-	-
Pasivos contractuales corrientes	-	-	11	-	14
Otros pasivos corrientes	-	2	7	-	-
Otra información					
Garantías emitidas	-	250	354	-	132
Garantías recibidas	-	-	135	-	16
Compromisos	-	-	29	-	7

En noviembre de 2010, el Consejo de Administración de Enel SpA aprobó un procedimiento que rige la aprobación y ejecución de las transacciones con partes relacionadas realizadas por Enel SpA directamente o a través de filiales. El procedimiento (disponible en <https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties/>) establece normas destinadas a garantizar la transparencia y la corrección procesal y sustantiva de las transacciones con las partes relacionadas. Se adoptó en

aplicación de lo dispuesto en el artículo 2391-bis del Código Civil italiano y en los reglamentos de aplicación emitidos por la CONSOB. En 2019 no se realizaron transacciones para las que fuera necesario hacer las revelaciones requeridas en las normas sobre transacciones con entidades relacionadas adoptadas con la Resolución N° 17221 de la CONSOB, de 12 de marzo de 2010, en su forma enmendada.

Personal clave de gestión	Total 2018	Asociados y acuerdos conjuntos	Total general 2018	Total en estados financieros	% del total
-	5,185	202	5,387	73,037	7.4%
-	16	22	38	2,538	1.5%
-	1	58	59	1,715	3.4%
-	7,598	139	7,737	37,264	20.8%
-	2,517	127	2,644	18,406	14.4%
-	272	-	272	1,769	15.4%
-	1	9	10	532	1.9%
-	24	31	55	4,392	1.3%

Personal clave de gestión	Total al 31 de Dic. 2018	Asociados y acuerdos conjuntos	Total general al 31 de Dic. 2018	Total en estados financieros	% del total
-	893	192	1,085	13,587	8.0%
-	-	52	52	3,914	1.3%
-	-	21	21	5,160	0.4%
-	164	1	165	2,983	5.5%
-	804	-	804	48,983	1.6%
-	6	80	86	1,901	4.5%
-	89	-	89	3,367	2.6%
-	2,866	58	2,924	13,387	21.8%
-	-	35	35	4,343	0.8%
-	25	-	25	1,095	2.3%
-	9	60	69	12,107	0.6%
-	736	-	736		
-	151	-	151		
-	36	-	36		

50. Subvenciones del Gobierno - Divulgación en virtud del artículo 1, párrafos 125-129, de la Ley 124/2017

De conformidad con los párrafos 125 a 129 del artículo 1 de la Ley 124/2017, en su forma enmendada, se proporciona información sobre las subvenciones recibidas de los organismos y entidades públicos italianos, así como las donaciones de Enel SpA y las filiales plenamente consolidadas a empresas, particulares y entidades públicas y privadas. La revelación comprende: i) las subvenciones recibidas de entidades públicas/entidades estatales italianas; y ii) las donaciones efectuadas por Enel SpA y las filiales del grupo a entidades públicas o privadas residentes o establecidas en Italia.

La siguiente declaración incluye los pagos superiores a 10.000 euros realizados por el mismo otorgante/donante durante 2019, aunque se hayan realizado a través de múltiples transacciones financieras. Se reconocen sobre una base de efectivo.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 del Decreto Ley 135 de 14 de diciembre de 2018, ratificado con la Ley 12 de 11 de febrero de 2019, para las subvenciones recibidas, sírvase consultar la información contenida en el Registro Nacional de Ayudas Estatales a que se refiere el artículo 52 de la Ley 234 de 24 de diciembre de 2012.

Subvenciones recibidas en millones de euros

Otorgador/ Financiero	Institución Beneficiario	Importe	Nota
EU - DG Research	Enel X Srl	0.06	Saldo subvención para el proy. de innovación de la flexibilidad financiado por el H2020
EC	Enel X Srl	0.28	Anticipo de la subvención a la firma del contrato para el proyecto de investigación e innovación de la Solución 5G financiado por la UE
Emilia-Romagna Region	e-distribuzione SpA	1.07	Subvención recibida por el Decreto Ley 74/2012 - Financiación de medidas urgentes para población afectada por los terremotos 20 y 29 de mayo de 2012 Emilia-Romaña
Min. Education, Universities & Research (MIUR)	e-distribuzione SpA	0.18	Tramo de la subvención recibida para el proyecto Internet de la Energía, financiado en el marco de la convocatoria de la Empresa Conjunta Artemis.
Puglia Region	e-distribuzione SpA	0.02	Tramo de la subvención recibida para el proyecto UCCSM-CLUSTER TECNOLOGICI, financiado con cargo al FCD 2007-2013 "Cluster Tecnologici Regionali"- apoyo a las agrupaciones de tecnología
Marche Region	e-distribuzione SpA	0.09	Subvención recibida bajo el nro. OCDPC. 437/2017 financiación de medidas urgentes de protección civil frente a fenómenos meteorológicos excepcionales que afecten a las regiones de Lacio, Las Marcas y Umbría en la segunda mitad de enero de 2017
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0.3	Subsidio de la tasa de interés en los préstamos para las inversiones en empresas extranjeras en las que SIMEST tiene un interés. Proyecto Chucas (Costa Rica), financiado bajo el artículo 4 de la Ley 100/1990
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0.42	Subvención de intereses en préstamos para inversiones en empresas extranjeras en las que SIMEST tiene un interés. El proyecto Talinay (Chile), financiado por el artículo 4 de la Ley 100/1990
		2.42	Total

Donaciones hechas en millones de euros

Donante	Beneficiario	Importe	Notas
Enel SpA	Ashoka Italy Onlus	0.08	Donación para apoyar crecimiento sostenible
Enel SpA	European University Institute	0.1	Donación para apoyar investigación
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.05	Donación para apoyar investigación y entnamiento avanzado
Enel SpA	Fondazione Teatro del Maggio Musicale	0.4	2019 donación para proyectos culturales
Enel SpA	Fondazione MAXXI	0.6	2019 donación para proyectos culturales
Enel SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	0.65	2019 donación para proyectos culturales
Enel SpA	Elettrici senza frontiere Onlus	0.04	Donación para desarrollo de energía
Enel SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0.6	2019 donación para proyectos culturales
Enel SpA	Stichting Global Reporting Initiative	0.11	2019 donación
Enel SpA	Fondazione Opes Onlus	0.04	2019 donación
Enel SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	2019 donación
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	2019 donación
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	2019 donación
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0.08	Saldo de donación especial en 2018
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.04	Saldo de la donación de 2018
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.03	2019 donación
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0.04	2019 donación
Enel X Srl	Joint Research Lab per la mobilità urbana	0.1	2019 donación para participar en JRL movilidad eléctrica urbana
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.06	Enel Cuore: 20% del 2019 donación especial
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	Enel Cuore: balance de 2018 especial donación
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.16	50% de la donación de 2019
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.03	Saldo de la donación de 2018
Enel Produzione SpA	Ente Zona Industria di Porto Marghera	0.02	cuotas de asociación 2019
Enel Produzione SpA	ARTES 4.0	0.01	cuotas de asociación ARTES 4.0 2019
Enel Produzione SpA	Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale - Porto di Brindisi (Faro Porto)	0.03	Contribución de Enel Produzione para mejorar la seguridad en el Puerto de Brindisi, apoyando así a la ciudad con una iniciativa con claros beneficios sociales y económicos
Enel Produzione SpA	Parrocchia Maria Ss. Addolorata di Tutturano	0.02	Renovación del campo de fútbol de la Parroquia de Tutturano (en el municipio de Brindisi)
Enel Energia SpA	Fondazione Centro studi Enel	0.86	50% avance la donación 2019
Enel Energia SpA	Fondazione Centro studi Enel	0.8	Saldo de donación especial 2018
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.2	2019 donación para "Hacer escuela en el corazón de Enel Point"
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.12	Donación para Enelpremia 3.0 ed. 2017/2018 Lealtad
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	2019 donación
e-distribuzione SpA	E.DSO - European Distribution System Operators	0.11	cuotas de asociación 2019
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.61	20% de la donación 2019
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	2.6	80% saldo de la donación 2018
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1.66	50% donación de 2019
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1.59	50% donación de 2018
Enel Green Power SpA	Town of Patanna (TP)	0.01	Donación para la restauración de obras de arte
		12.05	Total

51. Compromisos y garantías contractuales

Los compromisos contraídos por el Grupo Enel y las garantías dadas a terceros se muestran a continuación.

Millones de euros

	al 31 de Dic. 2019	al 31 de Dic. 2018	Variación
Garantías emitidas:			
- fianzas y otras garantías otorgadas a terceros	11,078	10,310	768
Compromisos a proveedores por:			
- compras de electricidad	97,472	109,638	(12,166)
- compras de combustible	48,016	43,668	4,348
- varios proveedores	1,034	3,122	(2,088)
- licitaciones	3,522	3,133	389
- otros	3,391	3,270	121
Total	153,435	162,831	(9,396)
TOTAL	164,513	173,141	(8,628)

Para más detalles sobre el vencimiento de los compromisos y garantías, véase la sección "Compromisos de compra de materia prima" en la nota 44.

52. Activos y pasivos contingentes

A continuación, se presentan los principales activos y pasivos contingentes al 31 de diciembre de 2019, que no se reconocen en los estados financieros por no cumplir los requisitos previstos en la NIC 37.

Planta de generación térmica de Brindisi Sud - Procedimiento penal contra los empleados de Enel

Se celebró un proceso penal ante el Tribunal de Brindisi en relación con la central térmica de Brindisi Sud. Se ha acusado a varios empleados de Enel Produzione - citados como parte responsable en un litigio civil - de haber causado daños penales y vertido sustancias peligrosas en relación con la presunta contaminación de los terrenos adyacentes a la central con polvo de carbón como resultado de acciones entre 1999 y 2011. A finales de 2013, las acusaciones se ampliaron para abarcar los años 2012 y 2013. Como parte del procedimiento, las partes perjudicadas, incluyendo la Provincia y la Ciudad de Brindisi, han presentado demandas por daños totales de alrededor de 1.400 millones de euros. En su decisión del 26 de octubre de 2016, el Tribunal de Brindisi: i) absolvió a nueve de los trece acusados (empleados/directivos de Enel Produzione) por no haber cometido el delito. (ii) Dictaminó que no tenía que proceder, ya que el delito había prescrito para dos de los acusados;

y (iii) condenó a los dos acusados restantes, sentenciándolos con todas las indemnizaciones previstas por la ley a nueve meses de prisión. En cuanto al pago de daños y perjuicios, el fallo del Tribunal también: (i) rechazó todas las demandas de las partes públicas y las asociaciones que actuaban en el procedimiento penal para recuperar los daños y perjuicios; y ii) concedió la mayoría de las demandas presentadas por las partes rivales que actuaban para recuperar los daños y perjuicios, remitiendo estas últimas a los tribunales civiles para su cuantificación sin conceder un laudo provisional. Los empleados condenados y el demandado civil, Enel Produzione, así como el empleado para el que se había declarado la prescripción, apelaron la condena. El 8 de febrero de 2019, el Tribunal de Apelación de Lecce: (i) confirmó el fallo del tribunal de primera instancia en relación con las condenas penales de dos ejecutivos de Enel Produzione; (ii) denegó las demandas de indemnización por daños y perjuicios de algunos apelantes privados; (iii) concedió algunas demandas de indemnización por daños y perjuicios, que habían sido denegadas en el tribunal de primera instancia, remitiendo a las partes, al igual que a los demás -cuyas demandas habían sido concedidas por el tribunal de primera instancia- a los tribunales civiles para su cuantificación, sin conceder un laudo provisional; (iv) Confirmó por lo demás el fallo del Tribunal de Brindisi, excepto en lo que respecta a la extensión de las costas del

litigio a la Provincia de Brindisi, a la que no se le había concedido una indemnización por daños y perjuicios ni en el tribunal de primera instancia ni en la apelación. Con un fallo posterior, el Tribunal de Apelación de Lecce aceptó el recurso presentado por la Provincia de Brindisi contra el fallo, reconociendo que se había cometido un error material y, por lo tanto, reconociendo el derecho genérico de la provincia a la indemnización por daños y perjuicios. Los demandados presentaron un recurso contra la sentencia ante el Tribunal de Casación el 22 de junio de 2019.

También están en curso procedimientos penales ante los Tribunales de Reggio Calabria y Vibo Valentia contra varios empleados de Enel Produzione por el delito de eliminación ilegal de residuos en relación con presuntas violaciones relativas a la eliminación de residuos de la planta de Brindisi. Enel Produzione no ha sido citada como parte responsable de los daños civiles. El proceso penal ante el Tribunal de Reggio Calabria terminó con la audiencia del 23 de junio de 2016. El tribunal absolvió a casi todos los acusados de Enel de los principales cargos porque no se cometió ningún delito. Sólo un caso fue desestimado en virtud del estatuto de limitaciones. Del mismo modo, todos los cargos restantes que implican delitos menores fueron desestimados bajo el estatuto de limitaciones. Las actuaciones ante el Tribunal de Vibo Valentia siguen pendientes y se encuentran actualmente en la fase de testimonio, ya que el tribunal dictaminó que los delitos no podían ser desestimados con arreglo a la ley de prescripción. En una audiencia celebrada el 24 de febrero de 2020, el testigo experto de la Fiscalía testificó y el proceso continuará el 27 de abril de 2020.

Procedimiento antimonopolio de Enel Energia y Servizio Elettrico Nazionale

El 11 de mayo de 2017, la Autoridad de Competencia anunció el iniciar un procedimiento por supuesto abuso de posición dominante en virtud del artículo 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) contra Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) y Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN), alegando, entre otras cosas, que habían emprendido una estrategia de exclusión, utilizando una serie de estratagemas comerciales no reproducibles capaces de obstaculizar a sus competidores no integrados en beneficio de la empresa del Grupo que operaba en el mercado libre (EE).

El 20 de diciembre de 2018 la Autoridad de Competencia adoptó su decisión final, notificada posteriormente a las partes el 8 de enero de 2019, con la que impuso una multa a Enel SpA, SEN y EE de 93.084.790,50 euros, por abuso de posición dominante en violación del artículo 102 del TFUE.

La conducta controvertida consistió en la adopción de una estrategia de exclusión mediante el uso ilegítimo de los datos sobre los clientes del mercado regulado adquiridos como parte del mecanismo de consentimiento de privacidad con fines comerciales. Con respecto a otras alegaciones hechas con la medida de iniciar el procedimiento, relativas a la organización y realización de actividades de venta en lugares físicos (Puntos de Enel y Tiendas Asociadas de Puntos de Enel) y a las políticas de recuperación de ganancias, la Autoridad de Competencia llegó a la conclusión de que las conclusiones preliminares no proporcionaban pruebas suficientes de ninguna conducta abusiva por parte de las empresas del Grupo Enel.

SEN, EE y Enel apelaron el fallo ante el Tribunal Administrativo Regional del Lacio. Con sentencias emitidas el 17 de octubre de 2019, el Tribunal Administrativo Regional del Lacio: (i) Concedió parcialmente los recursos de EE y SEN relativos a la ilegitimidad de la determinación de la sanción, que, en consecuencia, ha anulado, ordenando a la Autoridad de la Competencia que vuelva a calcular la sanción sobre la base de parámetros específicos que fueron definidos por el Tribunal Administrativo Regional del Lacio en las sentencias definitivas, teniendo en cuenta en particular la reducción sustancial del período durante el cual se dijo que se había producido la presunta infracción; y (ii) negó la apelación de Enel relacionada únicamente con la responsabilidad parental que se le atribuye como empresa matriz. Las tres empresas interpusieron un recurso ante el Consejo de Estado, con EE y SEN, en particular, argumentando que la reducción del período del supuesto abuso a que se refieren las sentencias del Tribunal Administrativo Regional del Lacio concediendo parcialmente los recursos no era apropiada, mientras que Enel argumentó que su petición debía ser concedida en su totalidad. El organismo de defensa de la competencia también presentó un recurso de apelación contra las sentencias del Tribunal Administrativo Regional del Lacio, en el que pedía que se restituyera la situación. En espera de la preparación y notificación de los recursos, el 6 de diciembre de 2019, la Autoridad de Competencia, con su propia medida notificada el 13 de diciembre de 2019, calculó la sanción, reduciéndola a 27.529.786,46 euros.

Por lo tanto, el SEN, EE y Enel notificaron a la Autoridad de Competencia y presentaron al Consejo de Estado una petición para suspender la aplicación de la sanción, incluso en su monto actualizado, solicitando la suspensión del pago correspondiente hasta que se decidiera la apelación. En la audiencia previa al juicio, celebrada el 20 de febrero de 2020, esta petición no fue discutida en consideración a la acción extraordinaria del Consejo de Estado de fijar una fecha para la audiencia de los argumentos en la controversia y la consiguiente decisión final para el 21 de mayo de 2020.

Litigios de BEG

Tras un procedimiento de arbitraje iniciado por BEG SpA en Italia, Enelpower obtuvo un fallo a su favor en 2002, que fue confirmado por el Tribunal de Casación en 2010, el cual rechazó por completo la demanda con respecto a la supuesta violación por parte de Enelpower de un acuerdo relativo a la construcción de una central hidroeléctrica en Albania. Posteriormente, BEG, actuando a través de su filial Albania BEG Ambient, presentó una demanda contra Enelpower y Enel SpA en Albania relativa a la de la cuestión, obteniendo un fallo del Tribunal de Distrito de Tirana, confirmado por el Tribunal de Casación de Albania, en el que se ordena a Enelpower y a Enel que paguen daños y perjuicios por un monto aproximado de 25 millones de euros para 2004, así como una cantidad no especificada de daños y perjuicios por los años siguientes. Tras el fallo, Albania BEG Ambient exigió a Enel el pago de más de 430 millones de euros.

Con un fallo del 16 de junio de 2015, se completó el primer nivel en la demanda adicional presentada por Enelpower SpA y Enel SpA ante el Tribunal de Roma, en la que se pedía al Tribunal que determinara la responsabilidad de BEG SpA por haber evadido el cumplimiento del fallo arbitral dictado en Italia a favor de Enelpower SpA mediante la acción judicial emprendida por Albania BEG Ambient Shpk. Con esta acción, Enelpower SpA y Enel SpA pidieron al Tribunal que declarara responsable a BEG y le ordenara pagar daños y perjuicios en la cantidad que el otro podría ser obligado a pagar a Albania BEG Ambient Shpk en caso de que se cumpliera la sentencia dictada por los tribunales albaneses. Con el fallo, el Tribunal de Roma determinó que BEG SpA no tenía legitimación para ser demandada, o bien que la solicitud no era admisible por falta de interés de Enel SpA y Enelpower SpA en demandar, ya que el fallo albanés aún no se había declarado ejecutable en ningún tribunal. El Tribunal ordenó la compensación de las costas judiciales.

Enel SpA y Enelpower SpA apelaron el fallo ante el Tribunal de Apelación de Roma, pidiendo que fuera revocado en su totalidad. La próxima audiencia, programada para el No el 13 de diciembre de 2019, fue pospuesta hasta el 7 de mayo de 2020. El 5 de noviembre de 2016, Enel SpA y Enelpower SpA presentaron una petición ante el Tribunal de Casación de Albania, pidiendo que se anulara el fallo emitido por el Tribunal de Distrito de Tirana el 24 de marzo de 2009. El procedimiento sigue pendiente.

Procedimientos emprendidos por Albania BEG Ambient Shpk para obtener la ejecución del fallo del Tribunal de Distrito de Tirana del 24 de marzo de 2009

Albania BEG Ambient Shpk había iniciado dos procedimientos solicitando la ejecución de la sentencia albanesa ante los tribunales del Estado de Nueva York e Irlanda, los cuales fallaron a favor de Enel SpA y Enelpower SpA, concretamente, el 23 y el 26 de febrero de 2018. Por consiguiente, no hay demandas pendientes en Irlanda ni en el Estado de Nueva York.

Francia

En febrero de 2012, Albania BEG Ambient presentó una demanda contra Enel SpA y Enelpower SpA ante el Tribunal de Gran Instancia de París a fin de que el fallo del tribunal albanés fuera ejecutable en Francia. Enel SpA y Enelpower SpA impugnaron la demanda. Tras el inicio de la causa ante el Tribunal de Grande Instance, de nuevo por iniciativa de BEG Ambient, entre 2012 y 2013 Enel France recibió dos "Saise Conservatoire de Créances" (órdenes de embargo preventivo de créditos) para conservar los créditos de Enel SpA respecto de Enel France.

El 29 de enero de 2018, el Tribunal de Grande Instance emitió un fallo a favor de Enel y Enelpower, denegando a Albania BEG Ambient Shpk el reconocimiento y la ejecución del fallo del tribunal de Tirana en Francia por no cumplir los requisitos establecidos en la legislación francesa a los efectos de la concesión del exequátur. Entre otras cuestiones, el Tribunal de Gran Instancia dictaminó que: (i) el fallo albanés entraba en conflicto con una decisión existente, en este caso el fallo arbitral de 2002, y que (ii) el hecho de que BEG tratara de obtener en Albania lo que no pudo obtener en el procedimiento arbitral italiano, volviendo a presentar la misma reclamación a través de Albania BEG Ambient Shpk, representaba un fraude. Albania BEG Ambient Shpk apeló el fallo. La audiencia ante el Tribunal de Apelación de París está prevista para el 9 de junio de 2020 y se están intercambiando escritos entre las partes.

Países Bajos

A finales de julio de 2014, Albania BEG Ambient Shpk presentó una demanda ante el Tribunal de Ámsterdam para que el fallo del tribunal albanés sea ejecutable en los Países Bajos. El 29 de junio de 2016, el tribunal presentó su sentencia, que: (i) dictaminó que la sentencia albanesa cumple los requisitos para el reconocimiento y la ejecución en los Países Bajos; (ii) condenó a Enel y Enelpower a pagar 433.091.870,00 euros a Albania BEG Ambient Shpk, además de las costas y los gastos accesorios por valor de 60.673,78 euros; y (iii) denegó a Albania BEG Ambient Shpk la solicitud de declarar la sentencia provisionalmente ejecutable. El 29 de junio de 2016, Enel y Enelpower presentaron apelaciones contra el fallo de la Corte de Ámsterdam emitido en la misma fecha. El 27 de septiembre de 2016, Albania BEG Ambient también apeló el fallo del tribunal del 29 de junio de 2016, para solicitar la reversión de su pérdida parcial en cuanto al fondo. El 11 de abril de 2017, el Tribunal de Apelación de Ámsterdam accedió a la solicitud de Enel y Enelpower de unir dos apelaciones pendientes. En un fallo del 17 de julio de 2018, el Tribunal de Apelación de Ámsterdam confirmó la apelación presentada por Enel y Enelpower, dictaminando que la sentencia albanesa no puede ser reconocida y ejecutada en los Países Bajos. El Tribunal de Apelación consideró que la decisión de Albania era arbitraria y manifiestamente irrazonable y, por lo tanto, contraria al orden público holandés. Por estas razones, el tribunal no consideró necesario analizar los argumentos adicionales de Enel y Enelpower.

El procedimiento ante el Tribunal de Apelación continuó con respecto a la cuestión subordinada planteada por Albania BEG Ambient Shpk en el procedimiento de apelación, con la que pide al tribunal que se pronuncie sobre el fondo de la controversia en Albania y, en particular, sobre la presunta responsabilidad extracontractual de Enel y Enelpower por no haber construido la planta en Albania. El 3 de diciembre de 2019, el Tribunal de Apelación de Ámsterdam emitió un fallo en el que anuló la sentencia del tribunal de primera instancia del 29 de junio de 2016, rechazando cualquier reclamación hecha por Albania BEG Ambient Shpk. El Tribunal llegó a esta conclusión después de afirmar su jurisdicción sobre la demanda subordinada de Albania BEG Ambient Shpk y de volver a analizar el fondo del asunto con arreglo a la legislación albanesa. Por lo tanto, Enel y Enelpower no están obligados a pagar ninguna cantidad a Albania BEG Ambient Shpk, que de hecho fue ordenada por el Tribunal de Apelación para reembolsar a las empresas apelantes las pérdidas incurridas en las confiscaciones conservadoras ilegítimas, que se cuantificarán como parte de un procedimiento específico, y las costas del juicio y el

procedimiento de apelación.

El 3 de marzo de 2020 se supo que Albania BEG Ambient Shpk había presentado una apelación ante el Tribunal Supremo de los Países Bajos.

Luxemburgo

En Luxemburgo, también por iniciativa de Albania BEG Ambient Shpk, se notificó a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA una orden de embargo preventivo de cualquier crédito de Enel SpA. Paralelamente, Albania BEG Ambient Shpk presentó una demanda para obtener la ejecución del fallo del Tribunal de Tirana en ese país. El procedimiento sigue en curso y las partes se están intercambiando escritos. No se ha emitido ningún fallo.

Violaciones del Decreto Legislativo 231/2001

El 10 de agosto de 2018, se notificó una citación directa para sentencia a e-distribuzione para que comparezca ante el Tribunal de Milán el 23 de mayo de 2019. Además de e-distribuzione SpA, en el procedimiento intervienen uno de sus empleados, así como varias empresas terceras y sus representantes, en relación con supuestas violaciones del Decreto Legislativo 231/2001 sobre la responsabilidad administrativa de las personas jurídicas. El procedimiento se inició por la presunta comisión del delito de manipulación no autorizada de residuos (artículo 256 del Código Uniforme del Medio Ambiente) y por la violación de las disposiciones del Código del Patrimonio Cultural (Decreto Legislativo 42/2004) en relación con las obras de eliminación de una línea eléctrica. El 16 de enero de 2020 se celebró la última audiencia, en la que la fiscalía de Milán abogó por la absolución del empleado de e-distribuzione SpA (y, por consiguiente, de la empresa de conformidad con el Decreto Legislativo 231/2001), que fue confirmada por la sentencia absolutoria dictada por el Tribunal de Milán el 23 de enero de 2020.

Incentivos ambientales - España

A raíz de la Decisión de la Comisión Europea de 27 de noviembre de 2017 sobre el tema de los incentivos medioambientales para las centrales térmicas, la Dirección General de Competencia de la Comisión Europea abrió una investigación de conformidad con el artículo 108, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión

Europea (TFUE) con el fin de evaluar si el incentivo medioambiental para las centrales térmicas de carbón previsto en la Orden ITC/3860/2007 representa una ayuda estatal compatible con el mercado interior.

Según una interpretación literal de esa decisión, la Comisión llegó a la conclusión preliminar de que el incentivo en cuestión constituiría una ayuda estatal de conformidad con el párrafo 1 del artículo 107 del TFUE, expresando dudas acerca de la compatibilidad del incentivo con el mercado interior, al tiempo que reconocía que los incentivos se ajustaban a la política ambiental de la Unión Europea. El 13 de abril de 2018, Endesa Generación SA, en calidad de tercero interesado, presentó observaciones que impugnaban esta interpretación, mientras que el 30 de julio de 2018 se supo que Gas Natural había apelado la decisión de la Comisión.

Bono Social - España

Con las sentencias de 24 y 25 de octubre de 2016 y 2 de noviembre de 2016, el Tribunal Supremo español declaró la nulidad del artículo 45.4 de la Ley del Sector Eléctrico nº 24 de 26 de diciembre de 2013 por incompatibilidad con la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, concediendo los recursos interpuestos por Endesa contra la obligación de financiar el mecanismo del "Bono Social". El Tribunal Supremo reconoció el derecho de Endesa a recibir todas las compensaciones que se había pagado a los usuarios, además de los intereses legales (equivalentes a unos 214 millones de euros), con arreglo al sistema de "Bono Social", previsto en la ley declarada nula por el Tribunal Supremo. El Gobierno impugnó estas decisiones del Tribunal Supremo, solicitando que fueran revocadas, pero las apelaciones correspondientes fueron denegadas. Posteriormente, el Gobierno inició dos procedimientos ante el Tribunal Constitucional solicitando la reapertura de los procedimientos del Tribunal Supremo para que el latín ter puede pedir una decisión prejudicial al Tribunal Europeo de la Justicia. El Tribunal Constitucional concedió las apelaciones y está pendiente una decisión preliminar sobre la petición ante el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas. El gobierno no ha solicitado la devolución de ninguna suma hasta ahora.

Litigio Furnas-Tractebel – Brasil

En 1998 la empresa brasileña CIEN (ahora Enel CIEN) firmó un acuerdo con Tractebel para la entrega de

electricidad de Argentina a través de su línea de interconexión Argentina-Brasil. Como resultado de los cambios regulatorios argentinos introducidos como consecuencia de la crisis económica de 2002, el CIEN no pudo poner la electricidad a disposición de Tractebel. En octubre de 2009, Tractebel demandó al CIEN, que presentó su defensa. El CIEN citó la fuerza mayor como resultado de la crisis argentina como el principal argumento de su defensa.

Fuera de los tribunales, el Tractebel ha indicado que planea adquirir el 30% de la línea de interconexión involucrada en la disputa. En marzo de 2014, el tribunal había concedido la moción del CIEN de suspender el procedimiento en vista de la existencia de otros litigios pendientes entre las partes. El 14 de febrero de 2019, el CIEN recibió la notificación de una orden de reapertura del procedimiento, con el inicio de las operaciones de peritaje. La cantidad involucrada en la disputa se estima en unos 118 millones de reales (unos 28 millones de euros), más daños no especificados. Por razones análogas, en mayo de 2010 Furnas también había presentado una demanda contra el CIEN por falta de entrega de electricidad, solicitando el pago de unos 520 millones de reales (unos 124 millones de euros), además de daños y perjuicios no especificados, con el fin de adquirir la propiedad (en este caso el 70%) de la línea de interconexión. El procedimiento se resolvió a favor del CIEN con un fallo del Tribunal de Justicia con sentencia definitiva del 18 de octubre de 2019, que negó todas las reclamaciones de Furnas.

Litigio Cibran - Brasil

La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) ha presentado seis demandas contra Ampla Energia e Serviços SA (Ampla) para obtener daños y perjuicios por las supuestas pérdidas sufridas como resultado de la interrupción del servicio de electricidad por la empresa distribuidora brasileña entre 1987 y 2002, además de los daños no pecuniarios. El Tribunal ordenó una evaluación técnica unificada para esos casos, cuyas conclusiones fueron en parte desfavorables para Ampla. Este último impugnó las conclusiones, pidiendo un nuevo estudio, que condujo a la denegación de parte de las peticiones de Cibran. Posteriormente, Cibran apeló la decisión y el fallo fue favorable a Ampla.

La primera demanda, presentada en 1999 y relativa a los años comprendidos entre 1994 y 1999, se resolvió en septiembre de 2014 cuando el tribunal de primera instancia dictó un fallo contra Ampla, imponiéndole una multa de unos 200.000 reales (unos 46.000 euros), así como otros daños y

perjuicios que se cuantificarán posteriormente. Ampla apeló el fallo y la apelación fue confirmada por el Tribunal de Justicia.

En respuesta, el 16 de diciembre de 2016, Cibrán presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia, y el procedimiento está en curso.

En cuanto al segundo caso, presentado en 2006 y relativo a los años 1987 a 2002, el 1º de junio de 2015, los tribunales emitieron un fallo en el que se ordenaba a Ampla que pagara 80.000 reales brasileños (alrededor de 19.000 euros) en daños no pecuniarios, así como R\$ 96.465.103 (unos 23 millones de euros) en daños pecuniarios, más los intereses. El 8 de julio de 2015 Ampla apeló la decisión ante el Tribunal de Justicia de Río de Janeiro, que el 6 de noviembre de 2019 emitió un fallo que aceptaba la petición de Ampla y negaba todas las reclamaciones de Cibrán. El 25 de noviembre de 2019, Cibrán apeló la decisión del Tribunal de Justicia de Río de Janeiro y el procedimiento está pendiente. Todavía están pendientes las decisiones en primera instancia con respecto a las cuatro demandas restantes. El valor de todas las controversias se estima en unos 524 millones de reales (unos 116 millones de euros).

Litigio Coperva – Brasil

Como parte del proyecto de expansión de la red en las zonas rurales del Brasil, en 1982 la Companhia Energética do Ceará SA (Coelce), que en ese momento era propiedad del Gobierno brasileño y ahora es una empresa del Grupo Enel, había celebrado contratos para el uso de las redes de varias cooperativas establecidas específicamente para llevar a cabo el proyecto de expansión. Los contratos estipulaban el pago de una cuota mensual por parte de Coelce, que también era necesaria para mantener las redes. Esos contratos, entre cooperativas establecidas en circunstancias especiales y la entonces empresa del sector público, no identifican específicamente las redes regidas por los acuerdos, lo que ha llevado a varias de las cooperativas a demandar a Coelce pidiendo, entre otras cosas, una revisión de los honorarios acordados en los contratos. Entre esas acciones figura la demanda presentada por la Cooperativa de Eletrificação Rural do V do Acarau Ltda (Coperva) por un valor de unos 268 millones de reales (unos 59 millones de euros). Coel Se le concedieron sentencias a su favor del tribunal de primera instancia y el tribunal de apelación, pero Coperva presentó un nuevo recurso (Embargo de Declaração), que fue negada en una sentencia del 11 de enero de 2016. Coperva presentó un recurso extraordinario ante el Superior Tribunal de Justiça el 3 de febrero de 2016, que se concedió el 5 de noviembre de 2018 por el fallo emitido en la apelación anterior

Interno) contra esta decisión del Tribunal Superior de Justicia. El procedimiento está actualmente pendiente.

Litigio de AGM – Brasil

En 1993, Celg Distribuição SA - Celg-D (hoy Enel Distribuição Goiás), la Asociación de Municipios de Goiás (AGM), el Estado de Goiás y la Banca de Goiás llegaron a un acuerdo (convenio) para el pago de las deudas municipales a Celg-D a través de la transferencia de la parte del ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (IVA) que el Estado se habría transferido a esos gobiernos. En 2001 las partes en el acuerdo fueron demandadas por los distintos gobiernos municipales para obtener una decisión de que el acuerdo era inválido, posición que fue confirmada por el Tribunal Federal Supremo en los motivos de la no participación de los gobiernos locales en el proceso de acuerdo. En septiembre de 2004, Celg-D llegó a un acuerdo con 23 municipios. Entre 2007 y 2008, Celg-D fue demandada de nuevo en numerosas ocasiones (actualmente hay 90 demandas pendientes) para pedir la restitución de las cantidades pagadas en virtud del acuerdo. A pesar de la sentencia de nulidad del acuerdo, Celg-D sostiene que el pago de las deudas por parte de los gobiernos locales es legítimo, ya que la electricidad se suministró de conformidad con los contratos de suministro y, por consiguiente, las demandas de restitución de las cantidades pagadas deben ser denegadas. Los procedimientos pendientes ante el Tribunal del Estado de Goiás incluyen: i) una demanda presentada por el Municipio de Aparecida de Goiânia, que está pendiente en la etapa preliminar en primera instancia, por una suma de aproximadamente 565 millones de reales (unos 125 millones de euros); ii) una demanda presentada por el Municipio de Quirinópolis, también pendiente en primera instancia, por una suma de aproximadamente 303 millones de reales (unos 67 millones de euros); iii) una demanda presentada por el Municipio de Anápolis, sometida al tribunal de primera instancia tras un intento fallido de conciliación entre las partes, por una suma de aproximadamente 294 millones de reales (unos 64 millones de euros).

El valor total de las demandas equivale a unos 4.000 millones de reales (unos 894 millones de euros). Es importante destacar que el pasivo contingente derivado de esta controversia está cubierto por la disposición "Funac" establecida durante la privatización de Celg-D.

Litigio ANEEL – Brasil

En 2014, Eletropaulo (hoy Enel Distribuição São Paulo) inició una acción ante los tribunales federales con el fin de anular la medida administrativa de ANEEL (la Agencia Nacional de Electricidad), que en 2012 introdujo con carácter retroactivo un coeficiente negativo que se aplicará para determinar las tarifas del siguiente período reglamentario (2011-2015). Con esta disposición, la Autoridad ordenó la restitución del valor de algunos componentes de la red anteriormente incluidos en las tarifas porque se consideraban inexistentes y denegó la solicitud de Eletropaulo de incluir componentes adicionales en las tarifas. El 9 de septiembre de 2014, la medida administrativa de ANEEL fue suspendida con carácter cautelar. El procedimiento de primera instancia se encuentra en sus etapas preliminares y el valor de la demanda es de 888 millones de reales (unos 196 millones de euros).

Arbitraje Neoenergia – Brasil

El 18 de junio de 2018, Neoenergia interpuso una acción de arbitraje contra Electropaulo (hoy Enel Distribuição São Paulo) ante la Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM) en relación con el acuerdo de inversión firmado por las dos empresas el 16 de abril de 2018. Neoenergia alegó un trato desigual de los participantes en el procedimiento de adquisición de Eletropaulo. El 3 de septiembre de 2018, Neoenergia modificó su demanda, abandonando su petición de ejecución específica de la obligación contenida en el contrato. La presente reclamación es una solicitud de indemnización por las pérdidas causadas por el supuesto incumplimiento del acuerdo de inversión. Está pendiente de resolución. El 27 de febrero se emitió un fallo arbitral que desestima todas las demandas de Neoenergia y le ordena pagar las costas del arbitraje de Electropaulo.

Fortaleza - Brazil

Petroleo Brasileiro SA - Petrobras, como proveedor de gas de la planta de Fortaleza (Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF) en Brasil, anunció su intención de rescindir el contrato entre las partes basándose en que el acuerdo estaba supuestamente desequilibrado financieramente, teniendo en cuenta las condiciones actuales del mercado. El contrato se firmó en 2003 como parte del "Programa de Generación Térmica Prioritaria" establecido por el gobierno brasileño con el fin de aumentar la generación termoeléctrica y la seguridad del suministro en el país.

El programa estableció que el gobierno brasileño actuaría como garante del suministro de gas a precios regulados definidos por el Ministerio de Finanzas, Minas y Energía de Brasil.

Con el fin de garantizar la seguridad del suministro de electricidad en Brasil, la CGTF inició una acción judicial en los tribunales ordinarios contra Petrobras con una solicitud de protección cautelar, obteniendo, a finales de 2017, un mandato judicial que suspendía la terminación del contrato, que se declaró todavía en vigor.

Posteriormente, el 27 de febrero de 2018, el tribunal decidió extinguir la acción iniciada por la CGTF ante los tribunales ordinarios y, en consecuencia, revocar la medida cautelar que había permitido el suministro de gas. La CGTF interpuso recursos de apelación contra estas últimas decisiones tanto en el ámbito cautelar como en el ordinario, obteniendo una segunda sentencia favorable que permitió que la planta funcionara durante algún tiempo pero que fue posteriormente revocado. La CGTF ha impugnado esta decisión, confiando en que los tribunales reconocerán la obligación de Petrobras para cumplir el contrato. El procedimiento sigue pendiente.

A finales de enero de 2018, la CGTF recibió una solicitud de arbitraje de Petrobras en relación con las disputas descritas anteriormente y todavía no se ha emitido ninguna decisión.

Posteriormente, se obtuvo una medida cautelar a favor de la CGTF, ordenando la suspensión del pago de ciertos montos por parte de la CGTF a Enel Ceará (el comprador de la electricidad).

El 25 de octubre de 2018 se obtuvo otra medida cautelar a favor de la CGTF, ordenando el restablecimiento de la obligación de Petrobras de suministrar gas. Esta última interpuso un recurso contra esta decisión, que fue denegado. Petrobras impugnó esta decisión con un nuevo recurso (Embargo de Declaración), que también fue denegado el 5 de diciembre de 2019. El 27 de enero de 2020, Petrobras interpuso dos tipos diferentes de recursos extraordinarios ante el Tribunal Supremo y el Tribunal Federal de Brasilia, respectivamente, para impugnar esta decisión. El procedimiento está actualmente pendiente.

El Quimbo - Colombia

A Están pendientes varias acciones legales ("acciones de grupo" y "acciones populares") presentadas por residentes y pescadores de la zona afectada en relación con el proyecto El Quimbo de construcción de una central hidroeléctrica de 400 MW en la región del Huila (Colombia). Más

concretamente, la primera acción de grupo, actualmente en fase preliminar, fue presentada por unos 1.140 residentes del municipio de Garzón, que afirman que la construcción de la planta reduciría los ingresos de su negocio en un 30%. Una segunda acción fue interpuesta, entre agosto de 2011 y diciembre de 2012, por residentes y empresas/asociaciones de cinco municipios del Huila que reclaman daños relacionados con el cierre de un puente (Paso El Colegio). En cuanto a las acciones populares, o demandas colectivas, en 2008 se presentó una demanda por parte de varios residentes de la zona exigiendo, entre otras cosas, que se suspendiera el permiso ambiental. Otra acción popular fue interpuesta por varias empresas de piscicultura por el supuesto impacto que tendría el llenado de la cuenca de Quimbo en la pesca en la cuenca de Betania, aguas abajo de Quimbo. Después de una serie de dictámenes cautelares, el 22 de febrero de 2016, el tribunal del Huila emitió un fallo que permitía que la generación continuara durante seis meses. El tribunal ordenó a Emgesa que preparara un diseño técnico que garantizara el cumplimiento de los requisitos de nivel de oxígeno y que proporcionara una garantía de unos 20.000.000.000 de pesos colombianos (unos 5,5 millones de euros). Posteriormente, el tribunal del Huila amplió el plazo de seis meses y, por lo tanto, a falta de fallos judiciales en contrario, la planta de Quimbo sigue generando electricidad, ya que el sistema de oxigenación instalado por Emgesa ha demostrado hasta ahora que puede mantener los niveles de oxígeno requeridos por el tribunal.

El 22 de marzo de 2018, la ANLA y la CAM presentaron conjuntamente el informe final sobre el control de la calidad del agua aguas abajo de la presa de la central hidroeléctrica de El Quimbo. Ambas autoridades confirmaron el cumplimiento por parte de Emgesa de los requisitos de nivel de oxígeno. El 15 de junio de 2018, Emgesa presentó sus alegatos finales y está a la espera de que el tribunal emita su fallo.

Procedimientos Nivel de Tensión Uno - Colombia

Esta controversia se refiere a una "acción de grupo" presentada por el hospital Centro Médico de la Sabana y otras partes contra Codensa en la que se solicita la restitución de las tasas supuestamente excesivas. La acción se fundamenta en la supuesta falta de aplicación por parte de Codensa de una tarifa subsidiada que, según ellos, deberían haber pagado los usuarios como usuarios de la categoría Tensión Uno (tensión inferior a 1 kV) y propietarios de la infraestructura, según lo establecido en la Resolución

Nº 82/2002, modificada por la Resolución Nº 97/2008. La demanda se encuentra en una etapa preliminar. El valor estimado del procedimiento es de unos 337.000 millones de pesos colombianos (unos 96 millones de euros).

Procedimiento de arbitraje en Colombia

El 8 de octubre de 2018 el Grupo Energía de Bogotá (GEB) (que tiene alrededor de 51.5% de Emgesa y Codensa) anunció que había iniciado un procedimiento arbitral ante el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá contra Enel Américas SA por un supuesto incumplimiento de contrato en relación con la no distribución de dividendos en los ejercicios 2016, 2017 y 2018 para las empresas Emgesa y Codensa y por el incumplimiento de determinadas disposiciones del pacto de accionistas. El GEB reclama una indemnización por daños y perjuicios de unos 514 millones de euros más intereses. El procedimiento se encuentra en la fase preliminar.

Paralelamente, GEB también inició, respectivamente, 17 procedimientos arbitrales contra Codensa y 20 contra Emgesa, por un total de 37 litigios pendientes (ahora unidos en dos procedimientos separados para cada empresa), en un intento de anular las decisiones de la Junta Directiva y de las juntas de accionistas de las empresas demandadas por supuesta violación de normas imperativas, defecto de nulidad absoluta por ilegalidad de motivo y materia y supuesta violación de acuerdos de los accionistas. El valor de las controversias es indeterminado y los procedimientos se encuentran en la fase preliminar.

Disputa Gabčíkovo - Eslovaquia

Slovenské elektrárne ("SE") está involucrada en varios casos ante los tribunales nacionales en relación con la central hidroeléctrica de 720 MW Gabčíkovo, administrada por Vodohospodárska Výstavba Pátny Podnik ("VV") y cuyo funcionamiento y mantenimiento, en el marco de la privatización de SE en 2006, se había encomendado a ésta durante un período de 30 años en virtud de un acuerdo de gestión (el Acuerdo Operativo de VEG). Inmediatamente después del cierre de la privatización, la Oficina de Contratación Pública (OPC) presentó una demanda ante el Tribunal de Bratislava para anular el Acuerdo Operativo de la VEG sobre la base de presuntas violaciones de las normas que rigen las licitaciones públicas, calificando el contrato como un contrato de servicios y, como tal, regido por esas normas. En noviembre de 2011 el tribunal de

primera instancia falló a favor de SE, por lo que la PPO apeló inmediatamente la decisión.

Paralelamente a la acción de la OSP, VV también presentó una serie de demandas, pidiendo en particular la anulación del Acuerdo Operativo de VEG.

El 12 de diciembre de 2014, VV se retiró unilateralmente del Acuerdo Operativo de VEG, notificando su terminación el 9 de marzo de 2015, por incumplimiento de contrato. El 9 de marzo de 2015, la decisión del tribunal de apelaciones anuló el fallo del tribunal de primera instancia y anuló el contrato como parte de la acción llevada a cabo por la PPO. SE presentó un recurso extraordinario contra esa decisión ante el Tribunal Supremo. En una audiencia del 29 de junio de 2016, el Tribunal Supremo denegó la apelación. SE apeló entonces la decisión ante el Tribunal Constitucional, que denegó la apelación el 18 de enero de 2017.

Además, SE presentó una solicitud de arbitraje ante el Centro de Arbitraje Internacional de Viena (VIAC) en virtud del Acuerdo de Indemnización del VEG. En virtud de ese acuerdo, firmado en el marco de la privatización entre el Fondo de Propiedad Nacional (actualmente MH Manazment) de la República Eslovaca y SE, esta última tiene derecho a una indemnización en caso de rescisión anticipada del Acuerdo de Explotación de la VEG por motivos no imputables a SE. El tribunal de arbitraje rechazó la objeción de que no tenía competencia y el procedimiento de arbitraje siguió examinando el fondo del asunto, aplazando la decisión sobre la cantidad en cuestión a cualquier procedimiento posterior. El 30 de junio de 2017, el tribunal arbitral emitió su dictamen denegando la solicitud de la SE.

Paralelamente al procedimiento de arbitraje iniciado por SE, tanto VV como MH Manazment presentaron dos demandas ante los tribunales eslovacos para anular el Acuerdo de indemnización de la VEG debido a la supuesta conexión de éste con el Acuerdo de explotación de la VEG. Estos procedimientos fueron acumulados y, el 27 de septiembre de 2017, se celebró una audiencia ante el Tribunal de Bratislava en la que el juez denegó la solicitud de los demandantes por razones de procedimiento. Tanto VV como MH Manazment apelaron esa decisión. Está pendiente una decisión en el primer procedimiento iniciado por VV, mientras que la apelación presentada por MH Manazment fue denegada por el Tribunal de Apelación de Bratislava el 8 de junio de 2019, confirmando la decisión del tribunal de primera instancia a favor de SE. A nivel local, SE fue demandada por VV por supuesto enriquecimiento injustificado (estimado en unos 360 millones de euros más intereses) para el período de 2006 a 2015. SE presentó

contrademandas por todos los procedimientos en curso y, en particular: i) En relación con los años 2006, 2007 y 2008, en la audiencia celebrada el 26 de junio de 2019, el Tribunal de Bratislava denegó las demandas de ambas partes por motivos de procedimiento. La sentencia en primera instancia fue apelada tanto por VV como por SE y se están intercambiando escritos; ii) para el procedimiento relativo a 2011, aún no se ha fijado una fecha para la audiencia; iii) en cuanto al procedimiento relativo a 2012, en la audiencia del 24 de abril de 2019, el Tribunal denegó la petición de VV, que presentó una apelación el 21 de junio de 2019 y la apelación está curso; iv) para los procedimientos relativos a 2010 y 2013, la audiencia del tribunal de primera instancia se ha fijado para el 10 de marzo de 2020. Por último, en otro procedimiento ante el Tribunal de Bratislava, VV solicitó a SE la devolución de la tasa por la transferencia de SE a VV de los activos tecnológicos de la planta Gabčíkovo en el marco de la privatización, por un valor de unos 43 millones de euros más intereses.

Las partes intercambiaron escritos. En la audiencia celebrada el 19 de noviembre de 2019, el tribunal emitió una decisión preliminar sobre el caso en la que señaló la falta de legitimación de VV. La audiencia se aplazó hasta el 12 de marzo de 2020 y se han fijado plazos para un nuevo intercambio de escritos entre las partes.

Procedimiento administrativo preventivo y Chucas arbitraje

PH Chucas SA (Chucas) es una entidad de propósito especial establecida por Enel Green Power Costa Rica SA después de haber ganado una licitación organizada en 2007 por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para la construcción de una central hidroeléctrica de 50 MW y la venta de la energía generada por la central al ICE en virtud de un contrato de construcción, operación y transferencia (BOT).

El 27 de mayo de 2015, en virtud de las disposiciones del contrato BOT, Chucas inició un procedimiento de arbitraje ante la Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) en el que solicitaba el reembolso de los costos adicionales incurridos para construir la planta y como resultado de los retrasos en la finalización del proyecto, así como la anulación de la multa impuesta por el ICE por los supuestos retrasos en la finalización de las obras. En una decisión emitida en diciembre de 2017, la junta de arbitraje falló a favor de Chucas, otorgando el reconocimiento de los

costos adicionales por un monto de alrededor de 113 millones de dólares (alrededor de 91 millones de euros) y las costas legales y dictaminando que las multas no deben ser pagadas. El ICE apeló el fallo de arbitraje en los tribunales locales y el 5 de septiembre de 2019 Chucas fue notificado del fallo que confirmaba la apelación del ICE para anular el fallo de arbitraje por una serie de razones formales de procedimiento. El 11 de septiembre de 2019, Chucas presentó un "recurso de aclaración y adición" ante el mismo tribunal y está a la espera de una decisión.

GasAtacama Chile - Chile

El 4 de agosto de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) impuso una multa a GasAtacama Chile de 8,3 millones de dólares (unos 5.800 millones de pesos chilenos) por la información proporcionada por esta última al CDEC-SING (Centro de Despacho Económico de Carga) entre el 1 de enero de 2011 y el 29 de octubre de 2015, relativa a las variables de Tiempo Técnico Mínimo y Tiempo Mínimo de Operación en la planta de Atacama.

GasAtacama Chile apeló esta medida ante la SEC, la cual negó la apelación el 2 de noviembre de 2016. GasAtacama Chile apeló esta decisión ante la Corte de Apelaciones de Santiago, que el 9 de abril de 2019 emitió un fallo que reduce la multa a unos 432.000 dólares (unos 290 millones de pesos chilenos). Tanto GasAtacama Chile como la SEC han apelado esta decisión ante la Corte Suprema de Chile. El 28 de junio de 2019 se celebró una audiencia para que ambas partes presentaran sus argumentos y el 15 de enero de 2020 la Corte Suprema confirmó el fallo de la Corte de Apelaciones de Santiago, dejando inalterada la reducción de la multa establecida por dicho tribunal.

Paralelamente, GasAtacama Chile también presentó un recurso ante el Tribunal Constitucional, alegando que las disposiciones legales en virtud de las cuales la SEC imponía la multa habían sido derogadas en el momento de la emisión de la sanción. El 17 de julio de 2018, el Tribunal Constitucional rechazó la apelación de GasAtacama Chile.

En relación con este asunto, algunos operadores del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), entre los que se encuentran Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA y Engie Energía Chile SA, han iniciado acciones para obtener una indemnización por daños y perjuicios por un monto de unos 58 millones de euros (el primero) y unos 141 millones de euros (los dos últimos). Las controversias se unieron en parte en un solo procedimiento y actualmente se encuentran en la fase preliminar.

Litigios fiscales en el Brasil

Retención de impuestos - Ampla

En 1998, Ampla Energia e Serviços SA (Ampla) financió la adquisición de Coelce con la emisión de bonos por un monto de 350 millones de dólares ("Notas de Tasa Fija" - FRN) suscritos por su filial panameña, que se habían establecido para recaudar fondos en el extranjero. En virtud de las normas especiales entonces vigentes, sujetas al mantenimiento del bono hasta 2008, los intereses pagados por Ampla a su filial no estaban sujetos a retención en la fuente en el Brasil.

Sin embargo, la crisis financiera de 1998 obligó a la empresa panameña a refinanciarse con su matriz brasileña, que para ello obtuvo préstamos de los bancos locales. Las autoridades tributarias consideraron que esta financiación equivalía a la extinción anticipada del bono, con la consiguiente pérdida del derecho a la exención del impuesto sobre las rentas del capital.

En diciembre de 2005, Ampla llevó a cabo una escisión que supuso la transferencia de la deuda residual del FRN y los derechos y obligaciones asociados a Ampla Investimentos e Serviços SA.

El 6 de noviembre de 2012, la Câmara Superior de Recursos Fiscais (el más alto nivel de los tribunales administrativos) emitió un fallo contra Ampla, por el que la empresa pidió rápidamente a ese órgano aclaraciones. El 15 de octubre de 2013, Ampla fue notificada de la denegación de la solicitud de aclaración (Embargo de Declaración), confirmando así la decisión adversa anterior. La empresa dio garantía de la deuda y el 27 de junio de 2014 continuó el litigio ante los tribunales ordinarios (Tribunal de Justiça).

En diciembre de 2017, el tribunal designó a un experto para que examinara la cuestión con mayor detalle en apoyo de la futura decisión. En septiembre de 2018, el experto presentó un informe, solicitando documentación adicional.

En diciembre de 2018, la empresa proporcionó la documentación adicional y está esperando la evaluación del tribunal de los argumentos y documentos presentados. La cantidad involucrada en la disputa al 31 de diciembre de 2019 era de unos 288 millones de euros.

PIS - Eletropaulo

En julio de 2000, Eletropaulo presentó una demanda en la que solicitaba un crédito fiscal para el PIS (Programa

Integração Social) pagado en aplicación de los reglamentos (Decretos Leyes 2.445/1988 y 2.449/1988) que posteriormente fueron declarados inconstitucionales por el Supremo Tribunal Federal (STF). En mayo de 2012, el Superior Tribunal de Justiça (STJ) emitió una sentencia definitiva a favor de la empresa que reconoció el derecho al crédito.

En 2002, antes de que se emitiera ese fallo final favorable, la empresa había compensado su crédito con otros impuestos federales. Este comportamiento fue impugnado por las autoridades fiscales federales, pero la empresa, alegando que había actuado correctamente, impugnó ante los tribunales las liquidaciones emitidas por las autoridades fiscales federales. Tras la derrota en el nivel inicial de adjudicación, la empresa apeló.

El monto involucrado en la disputa al 31 de diciembre de 2019 era de alrededor de 145 millones de euros.

ICMS - Ampla, Coelce y Eletropaulo

Los Estados de Río de Janeiro, Ceará y São Paulo emitieron varias determinaciones fiscales contra Ampla Energia e Serviços SA (para los años 1996-1999 y 2007-2017), Companhia Energética do Ceará (2003, 2004 y 2006-2012) y Eletropaulo (2008-2018), en las que se impugnaba la deducción del ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) en relación con la compra de determinados activos no corrientes. Las empresas impugnaron las evaluaciones, argumentando que habían deducido correctamente el impuesto y afirmando que los activos, cuya compra generó el ICMS, están destinados a ser utilizados en sus actividades de distribución de electricidad.

Las empresas siguen defendiendo sus acciones en los distintos niveles de adjudicación.

El monto involucrado en las controversias ascendía a aproximadamente 98 millones de euros al 31 de diciembre de 2019.

Retención de impuestos - Endesa Brasil

El 4 de noviembre de 2014, las autoridades fiscales brasileñas emitieron una evaluación contra Endesa Brasil SA (ahora Enel Brasil SA) alegando la falta de aplicación de la retención de impuestos a los pagos de dividendos supuestamente más altos a los receptores no residentes.

Más concretamente, en 2009, Endesa Brasil, como resultado de la aplicación por primera vez de las NIIF-NIC, había cancelado el fondo de comercio, reconociendo los efectos en el patrimonio, sobre la base de la correcta aplicación de las normas contables que había adoptado. Sin embargo, las

autoridades tributarias brasileñas afirmaron, durante una auditoría, que el tratamiento contable era incorrecto y que los efectos de la cancelación deberían haberse reconocido en los resultados. En consecuencia, el valor correspondiente (unos 202 millones de euros) se reclasificó como pago de ingresos a no residentes y, por tanto, sujeto a una retención en origen del 15%.

Cabe señalar que el tratamiento contable adoptado por la empresa fue acordado con el auditor externo y confirmado también por un dictamen jurídico específico emitido por una empresa local.

Los dos primeros niveles de los tribunales administrativos dictaminaron para las autoridades fiscales. En el tercer nivel de jurisdicción se denegó la apelación de la empresa por razones formales, una decisión a la que la empresa se opuso y seguirá defendiendo sus acciones en los tribunales y la idoneidad del tratamiento contable.

El monto total de la controversia al 31 de diciembre de 2019 era de unos 71 millones de euros.

Litigio fiscal - PIS - Eletropaulo

En diciembre de 1995, el gobierno brasileño aumentó la tasa del impuesto federal PIS (Programa Integração Social) del 0,50% al 0,65% con la emisión de una medida provisional (Orden Ejecutiva Provisional).

Posteriormente, la medida provisional se volvió a emitir cinco veces antes de su ratificación definitiva como ley en 1998. En virtud de la legislación brasileña, el aumento de la tasa impositiva (o el establecimiento de un nuevo impuesto) sólo puede ordenarse por ley y entrar en vigor 90 días después de su publicación.

Por consiguiente, Eletropaulo presentó una demanda argumentando que un aumento de la tasa impositiva sólo habría sido efectivo 90 días después de la última Orden Provisional, alegando que los efectos de las cuatro primeras medidas provisionales deberían considerarse nulos (ya que nunca fueron ratificadas como ley). Esta controversia terminó en abril de 2008 con el reconocimiento de la validez del aumento de la tasa del SIP a partir de la primera medida provisional.

En mayo de 2008, las autoridades fiscales brasileñas presentaron una demanda contra Eletropaulo para solicitar el pago de los impuestos correspondientes al aumento de la tasa de marzo de 1996 a diciembre de 1998. Eletropaulo ha luchado contra la solicitud en los distintos niveles de la adjudicación, argumentando que el plazo para la emisión de la notificación de la tasa había vencido. En particular, dado que han transcurrido más de cinco años desde el hecho imponible (diciembre de 1995, fecha de la primera medida

provisional) sin que se haya expedido ningún instrumento oficial, se ha impugnado el derecho de las autoridades fiscales a solicitar el pago de impuestos adicionales y la autoridad para emprender acciones legales para obtener el pago.

En 2017, después de las decisiones desfavorables emitidas en fallos anteriores, Eletropaulo presentó un recurso en defensa de sus derechos y sus acciones ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) y el Supremo Tribunal Federal (STF). El proceso está aún pendiente, mientras que las sumas objeto de la disputa han sido cubiertas por una garantía bancaria.

En cuanto a la solicitud de la Procuraduría General del Departamento del Tesoro Nacional de Brasil de sustituir la garantía bancaria por un depósito en el tribunal, el tribunal de segunda instancia accedió a la petición. Por lo tanto, la empresa sustituyó la garantía bancaria por un depósito en efectivo y presentó una moción de aclaración contra la decisión conexas, que está actualmente en espera de una decisión.

El valor total de la demanda al 31 de diciembre de 2019 era de unos 54 millones de euros.

ICMS - Coelce

El Estado de Ceará ha presentado varias liquidaciones de impuestos contra la Companhia Energética do Ceará SA a lo largo de los años (para los períodos fiscales de 2005 a 2014), impugnando la determinación de la parte deducible del ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) y en particular el método de cálculo de la deducción prorrateada con referencia a los ingresos derivados de la aplicación de una tasa especial prevista por el gobierno brasileño para la venta de electricidad a hogares de bajos ingresos (Baixa Renda).

La empresa ha apelado las liquidaciones individuales, argumentando que la deducción fiscal fue calculada correctamente. La empresa defiende sus acciones en los distintos niveles de jurisdicción.

El valor total de las demandas a 31 de diciembre de 2019 era de unos 50 millones de euros.

FINSOCIAL - Eletropaulo

Tras una sentencia definitiva dictada por el Tribunal Regional Federal el 11 de septiembre de 2011, se reconoció a Eletropaulo el derecho a la indemnización de determinados créditos FINSOCIALES (contribuciones sociales) relativos a las sumas pagadas desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992.

A pesar de la expiración del plazo de prescripción relativo, la

Administración Tributaria Federal impugnó la determinación de algunos créditos y rechazó la compensación correspondiente, emitiendo liquidaciones fiscales que la empresa impugnó rápidamente en los tribunales administrativos, defendiendo la legitimidad de sus cálculos y acciones.

Tras una sentencia desfavorable en primera instancia, la empresa interpuso un recurso ante el tribunal administrativo de segunda instancia.

El valor total de las demandas al 31 de diciembre de 2019 era de unos 49 millones de euros.

Litigios fiscales en España

Impuesto sobre la renta - Enel Iberia, Endesa y filiales

En 2018, las autoridades fiscales españolas completaron una auditoría general que involucra a las empresas del Grupo que participan en el mecanismo de consolidación fiscal español. Esta auditoría, que se inició en 2016, abarcó el impuesto sobre la renta de las sociedades, el impuesto sobre el valor añadido y las retenciones en la fuente (principalmente para los años 2012 a 2014).

En relación con las principales reclamaciones, las empresas implicadas han impugnado las correspondientes liquidaciones en el primer nivel administrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central TEAC), defendiendo la corrección de sus actuaciones.

En cuanto a las controversias relativas al impuesto sobre la renta de las sociedades, las cuestiones para las que se considera posible un resultado desfavorable ascendían a unos 149 millones de euros al 31 de diciembre de 2019: (i) Enel Iberia defiende la adecuación del criterio adoptado para determinar la deducibilidad de las pérdidas de capital derivadas de las ventas de acciones (alrededor de 103 millones de euros) y de ciertos gastos financieros (alrededor de 17 millones de euros); (ii) Endesa y sus filiales defienden principalmente la adecuación de los criterios adoptados para la deducibilidad de ciertos gastos financieros (alrededor de 23 millones de euros) y de los gastos de desmantelamiento de las centrales nucleares (alrededor de 6 millones de euros).

Impuestos sobre la renta - Enel Green Power España SL

El 7 de junio de 2017, las autoridades fiscales españolas emitieron una notificación de evaluación a Enel Green Power España SL, el Grupo que se impugnaba el

tratamiento de la fusión de Enel Unión Fenosa Renovables SA ("EUFER") en Enel Green Power España SL en 2011 como una transacción fiscalmente neutral, afirmando que la transacción no tenía ninguna razón económica válida.

Con fecha 6 de julio de 2017, la empresa recurrió la liquidación en el primer nivel administrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), defendiendo la idoneidad del tratamiento fiscal aplicado a la fusión. La empresa ha aportado la documentación acreditativa de las sinergias conseguidas como consecuencia de la fusión para demostrar la existencia de una razón económica válida para la operación. El 10 de diciembre de 2019, el TEAC denegó el recurso y la empresa seguirá defendiendo sus acciones ante la Audiencia Nacional, solicitando que se mantenga la suspensión del cobro mediante el aval bancario actual.

El valor total de la demanda a 31 de diciembre de 2019 era de unos 93 millones de euros.

53. Futuras normas de contabilidad

A continuación, se presenta una lista de normas de contabilidad, enmiendas e interpretaciones que entrarán en vigor para el Grupo después del 31 de diciembre de 2019:

> "NIIF 17 - Contratos de seguro", emitida en mayo de 2017.

La norma entrará en vigor, con sujeción a su aprobación, para los ejercicios anuales que comiencen el 1º de enero de 2021 o después de esa fecha, permitiéndose la aplicación anticipada.

> "Enmiendas a las referencias al marco conceptual en las normas NIIF", publicada en marzo de 2018. En el documento se exponen las enmiendas a las normas afectadas con el fin de actualizar las referencias al Marco Conceptual revisado. Estas enmiendas acompañan a la última versión del "Marco Conceptual Revisado para la Presentación de Informes Financieros", publicado en marzo de 2018, que incluye algunos conceptos nuevos, proporciona definiciones y criterios de reconocimiento actualizados y aclara algunos conceptos importantes. El Marco Conceptual Revisado y las enmiendas mencionadas anteriormente entrarán en vigor para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1º de enero de 2020.

> "Enmiendas a la NIIF 3 - Definición de una empresa", publicada en octubre de 2018, tiene por objeto ayudar a las empresas a determinar si un conjunto de actividades y activos es una empresa.

Las enmiendas entrarán en vigor, sujetas a su aprobación, para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020.

> "Enmiendas a la NIC 1 y la NIC 8 - Definición de material", emitidas en octubre de 2018, para alinear la definición de "material" con las normas contables y aclarar una serie de aspectos. La definición de material es la siguiente: "La información es material si al omitirla, tergiversarla u ocultarla se puede esperar razonablemente que influya en las decisiones que los principales usuarios de los estados financieros para fines generales tomen sobre la base de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad informante específica" Las enmiendas entrarán en vigor para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020.

> "Enmiendas a la NIIF 9, la NIC 39 y la NIIF 7 - Reforma de la tasa de interés de referencia", publicada en septiembre de 2019, que modifica las disposiciones relativas a la

contabilidad de cobertura y ciertos requisitos de divulgación adicionales durante el período de transición (es decir, hasta la determinación de una tasa de interés de referencia alternativa oficial). La reforma afectará a la medición del valor razonable, los efectos de la contabilidad de cobertura y la situación financiera neta cuando se establezcan las tasas alternativas.

> "Enmiendas a la NIIF 10 y a la NIC 28 - Venta o contribución de activos entre un inversor y su asociado o empresa conjunta", emitidas en septiembre de 2014. Las modificaciones aclaran el tratamiento contable de las ventas o aportes de activos entre un inversor y sus asociados o empresas conjuntas. Confirman que el tratamiento contable depende de si los activos vendidos o aportados a una asociada o empresa conjunta constituyen un "negocio" (según se define en la NIIF 3). El IASB ha aplazado la fecha de entrada en vigor de estas modificaciones por tiempo indefinido, pero si las modificaciones se aplican anticipadamente, deberán aplicarse de forma prospectiva.

> "Enmiendas a la NIC 1 - Clasificación de Pasivos como Corriente o No Corriente", emitida en enero de 2020. Las modificaciones se refieren a las disposiciones de la NIC 1 relativas a la presentación de los pasivos. Más específicamente, los cambios aclaran:

- los criterios a adoptar en la clasificación de un pasivo como corriente o no corriente, especificando que el derecho de una entidad a diferir la liquidación debe existir al final del período de referencia;
- la clasificación no se ve afectada por las intenciones o expectativas de la administración sobre el momento en que la entidad ejercerá su derecho a diferir la liquidación de un pasivo;
- la forma en que las condiciones de un préstamo afectan a la clasificación; y
- esa liquidación se refiere a la transferencia a la contraparte de efectivo, instrumentos de capital, otros activos o servicios. Las enmiendas entrarán en vigor, con sujeción a su aprobación, para los períodos anuales que comiencen el 1º de enero de 2022 o después de esa fecha, permitiéndose la aplicación anticipada.

El Grupo está evaluando las posibles repercusiones de la aplicación futura de las nuevas disposiciones.

54. Eventos posteriores al período que se informa

Fortaleza - Brazil

Petroleo Brasileiro SA - Petrobras, el proveedor de gas de la planta de Fortaleza (Central Geradora Termelétrica Fortaleza o CGTF) en el Brasil, ha notificado -como se indica en la nota 52 "Activos y pasivos contingentes"- su intención de rescindir el contrato firmado entre esas partes sobre la base de un presunto desequilibrio financiero en consideración de las condiciones actuales del mercado. En consecuencia, el 27 de enero de 2020, Petrobras interpuso dos tipos diferentes de recursos extraordinarios ante el Tribunal Supremo y el Tribunal Federal de Brasilia, respectivamente, para impugnar esta decisión. El procedimiento está actualmente pendiente.

El laudo arbitral de Endesa

Tras numerosas e infructuosas negociaciones, el 4 de diciembre de 2019, el sindicato más representativo de Endesa decidió participar voluntariamente en un procedimiento de arbitraje ante el Servicio Interconfederal de Mediación y Arbitraje (SIMA) con el fin de resolver las principales diferencias relativas al 5º Convenio Colectivo de Endesa. Como requisito previo al procedimiento arbitral, en diciembre de 2019, el sindicato más importante de Endesa aceptó renunciar a su recurso pendiente ante el Tribunal Supremo contra la sentencia del tribunal de primera instancia del 26 de marzo de 2019, que era favorable a Endesa, por considerar que era legítima la interpretación de la empresa sobre la conveniencia de la eliminación de determinadas prestaciones sociales para el personal jubilado como consecuencia de la rescisión del 4º Convenio Colectivo de Endesa. Los demás sindicatos implicados se negaron a unirse al procedimiento arbitral, optando por seguir adelante con el procedimiento ante el Tribunal Supremo.

El 21 de enero de 2020 se dictó el laudo arbitral, con la modificación de las partes correspondientes del 5º Convenio Colectivo de Endesa, que posteriormente fue firmado por los interlocutores sociales. Entró en vigor el 23 de enero de 2020. En la misma fecha, Endesa firmó también otros dos convenios colectivos (un "contrato marco de garantía" y un "acuerdo de medidas voluntarias de suspensión o extinción de contratos de trabajo") con todos los sindicatos presentes en la empresa.

En la actualidad no es posible cuantificar el impacto financiero que tendrán los cambios adoptados en 2020, que están siendo evaluados por la empresa. Las partes implicadas están colaborando en el proceso de transición para determinar y formalizar los aspectos financieros del acuerdo.

Pandemia de Coronavirus (COVID-19)

La nueva epidemia de coronavirus (COVID-19) comenzó en Wuhan, China, y fue reportada por primera vez por las autoridades nacionales a la Organización Mundial de la Salud el 30 de diciembre de 2019.

En las primeras semanas de 2020, a pesar de la considerable preocupación expresada por las organizaciones internacionales, la epidemia parecía limitarse a ciertas zonas del sudeste asiático y el Oriente Medio, y sólo afectaba a varias regiones de China, Corea del Sur e Irán.

En la segunda quincena de febrero, los primeros casos esporádicos de COVID-19 en Italia iniciaron una segunda fase de la epidemia, con una rápida escalada de su propagación por toda Europa.

Recientemente, la Organización Mundial de la Salud confirmó que la emergencia sanitaria relacionada con COVID-19 ha alcanzado el nivel de una pandemia y, poco más de dos meses después de su notificación inicial, el número de casos identificados fuera de China ha superado ya los notificados dentro del país en el que se produjo la epidemia por primera vez. Ello se debe a la creciente propagación del virus en Europa, donde Italia y España tienen el mayor número de infecciones hasta la fecha, al rápido aumento en los Estados Unidos, así como a la aparición de los primeros brotes en América Latina y África.

Para contener los efectos de la enfermedad, a la espera de los ensayos médicos para desarrollar una vacuna que pueda administrarse a los seres humanos, los gobiernos han adoptado numerosas medidas de contención, esencialmente destinadas a restringir la libre circulación de las personas, que pueden mantenerse, o hacerse más estrictas, en función de la futura propagación del virus.

El Grupo ha publicado directrices destinadas a garantizar el cumplimiento de las medidas introducidas a nivel local y ha

tomado numerosas medidas para adoptar los procedimientos más adecuados para prevenir y/o mitigar los efectos del contagio en el lugar de trabajo.

En particular, se está gestionando la continuidad de las actividades gracias, sobre todo, a:

- > el uso del trabajo inteligente para todos los empleados cuyo trabajo se puede realizar a distancia en los países donde el Grupo tiene mayor presencia, un enfoque introducido hace algunos años que, gracias a las inversiones en digitalización, permite a nuestra gente trabajar a distancia con el mismo nivel de eficiencia y eficacia;
- > el uso de infraestructuras digitalizadas que aseguren el normal funcionamiento de nuestros activos de generación, la continuidad del servicio eléctrico y la gestión a distancia de todas las actividades relacionadas con el mercado y nuestra relación con los clientes.

También está operativo un Grupo de Trabajo Global de Enel a nivel de país, que se encarga de coordinar y dirigir las acciones a realizar en los países en los que opera el Grupo, en sinergia con las Líneas de Negocio tecnológicas globales.

En cumplimiento de las recomendaciones de la ESMA del 11 de marzo de 2020, el Grupo ha realizado análisis internos para evaluar los impactos reales y potenciales de COVID-19 en las actividades empresariales, en la situación financiera y en el rendimiento, que se refieren esencialmente a las siguientes dimensiones:

- > previsión de los impactos macroeconómicos en las

principales áreas de interés y en los principales países en los que opera el Grupo;

- > la previsión de los precios de la electricidad y el gas en los mercados de la energía y otros productos básicos;
- > la previsión de los impactos en la demanda de electricidad en los países en los que opera el Grupo de las diversas medidas adoptadas a nivel local para contener la propagación de la enfermedad;
- > el análisis de los posibles retrasos en los suministros y las licitaciones, a nivel de la cadena de suministro de una sola línea de negocio, que podrían ser causados por las restricciones impuestas a la actividad económica en algunos países.

Sobre la base de la información disponible actualmente, en un escenario en constante evolución, estamos vigilando constantemente los cambios en las variables macroeconómicas y empresariales a fin de obtener la mejor estimación de los posibles impactos en el Grupo en tiempo real y permitir su mitigación con planes de respuesta y contingencia.

Gracias a la diversificación geográfica del Grupo, a su modelo de negocio integrado a lo largo de toda la cadena de valor, a una sólida estructura financiera, así como al nivel de digitalización alcanzado, que nos permite garantizar la continuidad de nuestras actividades operativas con el mismo nivel de servicio, no existen pruebas de que COVID-19 vaya a tener un impacto significativo en el Grupo.

Declaración del Gerente General y del responsable de la preparación del informe financiero consolidado

Declaración del Gerente General y del responsable de la elaboración del informe financiero consolidado del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2019, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 154-bis, párrafo 5, del Decreto Legislativo 58 del 24 de febrero de 1998 y el artículo 81-ter del Reglamento de la CONSOB n° 11971 del 14 de mayo de 1999

1. Los abajo firmantes Francesco Starace y Alberto De Paoli, en sus respectivas capacidades de Gerente General y responsable de la preparación de los informes financieros de Enel SpA, certifican, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 154-bis, párrafos 3 y 4, del Decreto Legislativo 58 de 24 de febrero de 1998:
 - a. la idoneidad con respecto a las características del Grupo Enel y
 - b. la adopción efectiva de los procedimientos administrativos y contables para la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo Enel en el período comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2019.
2. A este respecto, informamos que:
 - a. la idoneidad de los procedimientos administrativos y contables utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo Enel se ha verificado en una evaluación del sistema de control interno para la presentación de informes financieros. La evaluación se llevó a cabo sobre la base de las directrices establecidas en el "Marco Integrado de Controles Internos" publicado por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (COSO);
 - b. En la evaluación del sistema de control interno para la presentación de informes financieros no se determinó ninguna cuestión importante.
3. Además, certificamos que los estados financieros consolidados del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2019:
 - a. han sido preparados en cumplimiento de las normas internacionales de contabilidad reconocidas en la Unión Europea en virtud del Reglamento 2002/1606/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de julio de 2002;
 - b. corresponden a la información de los libros y otros registros contables;
 - c. proporcionar una representación fiel del rendimiento y la situación financiera del emisor y de las empresas incluidas en el perímetro de consolidación.
4. Por último, certificamos que el Informe de Operaciones, acompañado de los estados financieros consolidados del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2019, contiene un análisis fiable de las operaciones y el rendimiento, así como de la situación del emisor y de las empresas incluidas en el perímetro de consolidación, junto con una descripción de los principales riesgos e incertidumbres a los que están expuestos.

Roma, 19 de marzo de 2020

Francesco Starace

Alberto De Paoli

Gerente general de Enel SpA

Responsable de la preparación de los
informes financieros Enel SpA



Informes

Informe de la Junta de Auditores a la Asamblea de Accionistas de Enel SpA

INFORME DE LOS AUDITORES ESTATUTARIOS A LA JUNTA DE ACCIONISTAS DE
ENEL SpA CONVOCADA A APROBAR LOS ESTADOS FINANCIEROS DE 2019
(según el artículo 153 del Decreto Legislativo 58/1998)

Accionistas,

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019 realizamos las actividades de supervisión previstas por la ley en Enel SpA (en adelante también "Enel" o la "Compañía"). En particular, de conformidad con lo dispuesto en el párrafo 1 del artículo 149 del Decreto Legislativo 58 de 24 de febrero de 1998 (en adelante la "Ley consolidada de intermediación financiera") y el párrafo 1 del artículo 19 del Decreto Legislativo 39 de 27 de enero de 2010, modificado por el Decreto Legislativo 135 de 17 de julio de 2016 (en adelante "Decreto 39/2010"), hemos supervisado:

- el cumplimiento de la ley y los estatutos de la empresa, así como el cumplimiento de los principios de buena administración en el desempeño de la actividad de la empresa;
- el proceso de presentación de informes financieros de la Compañía y la idoneidad del sistema administrativo y contable, así como la fiabilidad de este último en la representación de los acontecimientos operacionales;
- la auditoría estatutaria del informe anual estatutario y consolidado y el proceso de selección e independencia de la firma auditora;
- la eficiencia y eficacia del sistema de control interno y gestión de riesgos;
- la idoneidad de la estructura organizativa de la Sociedad, dentro del alcance de nuestras responsabilidades;
- la aplicación de las normas de gobierno corporativo previstas en la edición de 2018 del Código de Gobierno Corporativo para Empresas Cotizadas (en adelante, el "Código de Gobierno Corporativo"), que la Compañía ha adoptado;
- la conveniencia de las instrucciones dadas por la Compañía a sus subsidiarias para permitir a Enel cumplir con los requisitos estatutarios de divulgación pública.

Al realizar nuestras comprobaciones y evaluaciones de los temas anteriores, no encontramos ningún tema en particular para informar.

En cumplimiento de las instrucciones emitidas por la CONSOB con la Comunicación no. DEM/1025564 del 6 de abril de 2001, según lo enmendado, informamos lo siguiente:

- vigilamos el cumplimiento de la ley y los estatutos y no tenemos ningún asunto que informar;

- trimestralmente, recibimos información adecuada del Gerente General, así como a través de nuestra participación en las reuniones de la Junta Directiva de Enel, sobre las actividades realizadas, la evolución general de las operaciones y las perspectivas, y sobre las transacciones que tienen un impacto más significativo en el rendimiento o la posición financiera de la Compañía y sus subsidiarias. Informamos que las acciones aprobadas e implementadas fueron de conformidad con la ley y los estatutos y no fueron manifiestamente imprudentes, arriesgadas, en potencial conflicto de intereses o en contraste con las resoluciones de la Junta de Accionistas o de otra manera perjudiciales para la integridad de los activos de la Compañía. Para una discusión de las características de las transacciones más significativas, por favor vea el informe de operaciones que acompaña a los estados financieros separados de la Compañía y los estados financieros consolidados del Grupo Enel para 2019 (en la sección "Eventos significativos en 2019");
- no encontramos ninguna transacción atípica o inusual realizada con terceros, empresas del Grupo u otras partes relacionadas;
- en el apartado "Partes vinculadas" de las notas a los estados financieros separados de la Sociedad para el año 2019, los administradores describen las principales transacciones con partes vinculadas -estas últimas se identifican sobre la base de las normas internacionales de contabilidad y las instrucciones de la CONSOB- realizadas por la Sociedad, a las que los lectores pueden remitirse para obtener detalles sobre las transacciones y su impacto financiero. Asimismo, detallan los procedimientos adoptados para garantizar que las transacciones con partes vinculadas se lleven a cabo de conformidad con los principios de transparencia y equidad procesal y sustantiva. Las operaciones se han llevado a cabo de conformidad con los procesos de aprobación y ejecución establecidos en el procedimiento correspondiente - adoptado de conformidad con lo dispuesto en el artículo 2391-bis del Código Civil italiano y las normas de aplicación emitidas por la CONSOB- que se describen en el informe sobre el gobierno corporativo y la estructura de propiedad para 2019. Todas las transacciones con las partes vinculadas que se indican en las notas de los estados financieros separados de la Compañía para 2019 se ejecutaron como parte de las operaciones ordinarias en interés de la Compañía y se liquidaron en condiciones de mercado;
- la Compañía declara que ha preparado sus estados financieros separados para 2019 sobre la base de las normas internacionales de contabilidad (NIC/NIIF) - y las interpretaciones emitidas por el IFRIC y el SIC - avaladas por la Unión Europea de conformidad con el Reglamento (CE) no. 1606/2002 y en vigor al cierre de 2019, así como las disposiciones del Decreto Legislativo 38 de 28 de febrero de 2005 y

sus medidas de aplicación conexas, al igual que el año anterior. Los estados financieros separados de la Compañía para 2019 se han preparado en una situación de continuidad base utilizando el método del costo, con la excepción de los artículos que se miden a precio justo valor bajo las NIIF-UE, como se indica en las políticas contables de la de los estados financieros. Las notas de los estados financieros separados dar información detallada sobre las normas de contabilidad y los criterios de medición adoptado. Con respecto a las normas de contabilidad recientemente publicadas, las notas de la informe sobre los estados financieros separados i) normas aplicadas por primera vez en 2019, que como se indica en las notas no tuvo un impacto significativo en el año que se están examinando, y ii) las normas que se aplicarán en el futuro. La separación de los los estados financieros de la Compañía para 2019 se sometieron a la auditoría reglamentaria de la firma de auditoría, EY SpA, que emitió una opinión sin reservas, incluso con respecto a a la coherencia del informe sobre las operaciones y a cierta información de la informe sobre el gobierno corporativo y la estructura de propiedad de la Compañía con el estados financieros, así como el cumplimiento del informe sobre las operaciones con las disposiciones de la ley, de conformidad con el artículo 14 del Decreto 39/2010 y el artículo 10 del Reglamento (UE) nº. 537/2014. El informe de EY SpA también incluye:

- un examen de los aspectos fundamentales del informe de auditoría sobre los estados financieros separados; y
- la declaración prevista en el artículo 14, apartado 2, letra e) del Decreto 39/2010, en la que se indica que la empresa de auditoría no ha detectado ningún error significativo en el contenido del informe de operaciones;
- la Sociedad declara que también ha preparado los estados financieros consolidados del Grupo Enel para 2019 sobre la base de las normas internacionales de contabilidad (NIC/NIIF) -y las interpretaciones emitidas por el IFRIC y el SIC- aprobadas por la Unión Europea de conformidad con el Reglamento (CE) nº. 1606/2002 y en vigor al cierre de 2019, así como las disposiciones del Decreto Legislativo 38 de 28 de febrero de 2005 y sus correspondientes medidas de aplicación, al igual que el año anterior. Los estados financieros consolidados del Grupo Enel correspondientes a 2019 también se preparan sobre la base de la continuidad de las actividades utilizando el método del costo, con excepción de las partidas que se miden al valor razonable con arreglo con las NIIF-UE (como se indica en el análisis de los criterios de medición de las partidas individuales) y los activos no corrientes (o grupos de enajenación) clasificados como mantenidos para la venta, que se miden al menor valor entre el valor en libros y el valor

razonable menos los costos de venta. En las notas a los estados financieros consolidados se ofrece un examen detallado de las normas de contabilidad y los criterios de medición adoptados. En lo que respecta a las normas de contabilidad recientemente publicadas, en las notas a los estados financieros consolidados se examinan i) las normas aplicadas por primera vez en 2019, en particular la NIIF 16 "Arrendamientos", con un análisis específico de los efectos asociados en el balance y la cuenta de resultados, y ii) las normas que se aplicarán en el futuro. Los estados financieros consolidados del Grupo Enel correspondientes a 2019 fueron sometidos a la auditoría legal de la firma auditora EY SpA, que emitió una opinión sin reservas, incluso con respecto a la coherencia del informe sobre las operaciones y determinada información del informe sobre la gobernanza empresarial y la estructura de la propiedad con los estados financieros consolidados, así como la conformidad del informe sobre las operaciones con las disposiciones de la ley, de conformidad con el artículo 14 del Decreto 39/2010 y el artículo 10 del Reglamento (UE) N°. 537/2014. El informe de EY SpA también:

- aun examen de los aspectos fundamentales del informe de auditoría sobre los estados financieros consolidados; y
- la declaración prevista en el artículo 14, párrafo 2, inciso e) del Decreto 39/2010 y en el artículo 4 del Reglamento N° 20267 de la CONSOB (que desarrolla el Decreto Legislativo 254 de 30 de diciembre de 2016), relativa, respectivamente, a la declaración de que la sociedad de auditoría no identificó ningún error significativo en el contenido del informe de operaciones y que verificó que el Directorio había aprobado el estado no financiero consolidado.

De acuerdo con los términos de su compromiso, EY SpA también emitió opiniones sin reservas sobre los estados financieros para 2019 de las empresas italianas más importantes del Grupo Enel. Además, durante las reuniones periódicas con los representantes de la empresa de auditoría, EY SpA, ésta no planteó ninguna cuestión relativa a los paquetes de información de las principales empresas extranjeras del Grupo Enel, seleccionadas por los auditores sobre la base del plan de trabajo establecido para la auditoría de los estados financieros consolidados del Grupo Enel, que tuviera un impacto suficientemente importante como para que se informara en la opinión sobre esos estados financieros;

- teniendo debidamente en cuenta las recomendaciones de la Autoridad Europea de Valores y Mercados emitidas el 21 de enero de 2013, y confirmadas más recientemente con la Declaración Pública del 27 de octubre de 2015, para garantizar una mayor transparencia en relación con los métodos utilizados por las empresas que cotizan en bolsa para probar el deterioro del fondo de comercio, de

conformidad con las recomendaciones contenidas en el documento conjunto del Banco de Italia - CONSOB - ISVAP no. 4 del 3 de marzo de 2010, y a la luz de las indicaciones del CONSOB en su Comunicación nº 7780 del 28 de enero de 2016, la conformidad del procedimiento de prueba de deterioro con las disposiciones de la NIC 36 fue aprobada expresamente por el Consejo de Administración de la Sociedad, habiendo obtenido una opinión favorable al respecto de la Comisión de Control y Riesgos en febrero de 2020, es decir, antes de la fecha de aprobación de los estados financieros para 2019;

- hemos examinado la propuesta del Directorio para la asignación de los ingresos netos para 2019 y no tenemos ninguna observación al respecto;
- señalamos que el Directorio de la Sociedad certificó, luego de las verificaciones pertinentes de la Comisión de Control y Riesgos y de la Junta de Auditores Estatutarios en marzo de 2020, que a la fecha de aprobación de los estados financieros de 2019, el Grupo Enel seguía cumpliendo con las condiciones establecidas por la CONSOB (establecidas en el artículo 15 de las Reglas de Mercado, aprobadas con la Resolución no. 20249 del 28 de diciembre de 2017) relativa a la transparencia contable y a la adecuación de las estructuras organizativas y los sistemas de control interno que las filiales establecidas y reguladas por la legislación de países no comunitarios deben cumplir para que las acciones de Enel puedan seguir cotizando en los mercados regulados de Italia;
- vigilamos, dentro del ámbito de nuestras responsabilidades, la idoneidad de la estructura organizativa de la Compañía (y del Grupo Enel en su conjunto), obtener información de los jefes de departamento y en reuniones con las juntas de auditores u organismos equivalentes de varias de las principales empresas del Grupo Enel en Italia y en el extranjero, con el fin de intercambiar material información. A partir del segundo semestre de 2014, la estructura organizativa del Grupo Enel se basa en una matriz de líneas de negocio globales y zonas geográficas.

Teniendo en cuenta los cambios introducidos más recientemente en 2019, se organiza en i) Líneas de Negocios Globales, que se encargan de gestionar y desarrollar los activos, optimizando su rendimiento y el rendimiento del capital empleado en las diversas zonas geográficas en las que opera el Grupo. Las Líneas de Negocio Globales son: Infraestructura y redes mundiales, generación de energía mundial, comercio mundial y Enel-X; ii) Regiones y países, que se encargan de gestionar las relaciones con los órganos institucionales locales, las autoridades reguladoras, los medios de comunicación y otros interesados locales, así como del desarrollo de la base de clientes en lo que respecta a la venta de electricidad y gas,

en cada uno de los países en que el Grupo está presente, al tiempo que prestan apoyo en materia de personal y otros servicios a las Líneas de Negocio Mundiales y adoptan las normas de seguridad, protección y medio ambiente adecuadas. Las regiones y países comprenden: Italia, la Península Ibérica, Europa y Asuntos Euromediterráneos, América Latina, América del Norte y África, Asia y Oceanía; iii) las funciones de servicio global, que se encargan de la gestión de las actividades de tecnología de la información y las comunicaciones (Soluciones Digitales Globales) y las adquisiciones a nivel de Grupo (Adquisiciones Globales); y iv) las funciones de sociedad de cartera, que entre otras cosas se encargan de la gestión de los procesos de control a nivel de Grupo. Entre ellos se incluyen: Administración, Finanzas y Control, Recursos Humanos y Organización, Comunicaciones, Asuntos Jurídicos y Corporativos, Auditoría e Innovación. La Junta de Auditores considera que el sistema organizativo descrito anteriormente es adecuado para apoyar el desarrollo estratégico de la Compañía y del Grupo Enel y también es coherente con los requisitos de control;

- durante las reuniones con las juntas de auditores u órganos equivalentes de varias de las principales empresas del Grupo en Italia y en el extranjero, no se plantearon cuestiones importantes que exigieran la presentación de informes en este sentido;
- hemos supervisado la independencia de la firma de auditoría EY SpA, habiendo recibido de ella hoy una confirmación específica por escrito de que cumplía ese requisito (de conformidad con lo dispuesto en el apartado a) del párrafo 2 del artículo 6 del Reglamento (UE) 537/2014) y habiendo examinado el fondo de esa declaración con el socio auditor. A este respecto, también hemos supervisado -como se prevé en el artículo 19, apartado 1, letra e), del Decreto 39/2010- la naturaleza y la magnitud de los servicios no relacionados con la auditoría que EY SpA y las entidades pertenecientes a su red prestan a la Sociedad y a otras empresas del Grupo Enel, cuyos honorarios se indican en las notas de los estados financieros separados de la Sociedad. Tras nuestros exámenes, la Junta de Auditores considera que no hay cuestiones críticas en relación con la independencia de la empresa de auditoría EY SpA. Hemos celebrado reuniones periódicas con los representantes de la Sociedad de Auditoría, de conformidad con el párrafo 3 del artículo 150 de la Ley consolidada de intermediación financiera, y no se han planteado cuestiones importantes que deban mencionarse en el presente informe.

En lo que respecta a las disposiciones del artículo 11 del Reglamento (UE) 537/2014, EY SpA ha presentado hoy a la Junta de Auditores Estatutarios el "informe adicional" correspondiente a 2019 sobre los resultados de la auditoría estatutaria realizada, que indica que no se han encontrado dificultades

importantes durante la auditoría ni deficiencias importantes en el sistema de control interno de la información financiera o en el sistema de contabilidad de Enel. La Junta de Auditores Estatutarios transmitirá ese informe a la Junta de Directores con prontitud, acompañado de las observaciones que pueda tener, de conformidad con el artículo 19, párrafo 1 a), del Decreto 39/2010.

La firma auditora también informó de que no preparó ninguna carta de gerencia para 2019;

- en relación con las actividades realizadas por la Junta de Auditores de Cuentas en 2019 en lo que respecta al proceso de selección específico para la contratación de la auditoría legal de las cuentas de Enel SpA para el período 2020-2028, véase (i) el informe a que se refiere el artículo 153 de la Ley consolidada de intermediación financiera, aprobado por la Junta de Auditores de Cuentas el 17 de abril de 2019, presentado a la Junta Ordinaria de Accionistas del 16 de mayo de 2019, y (ii) el informe explicativo sobre el sexto punto del orden del día de dicha Junta de Accionistas;
- hemos supervisado el proceso de presentación de informes financieros, la idoneidad del sistema administrativo y contable y su fiabilidad en la representación de los acontecimientos operacionales, así como el cumplimiento de los principios de buena administración en el desempeño de las actividades de la empresa, y no tenemos ninguna observación al respecto. Realizamos nuestras comprobaciones obteniendo información del jefe del departamento de Administración, Finanzas y Control (teniendo debidamente en cuenta la función del jefe como funcionario responsable de la preparación de los informes financieros de la Compañía), examinando la documentación de la Compañía y analizando las conclusiones del examen realizado por EY SpA. El Director General y el oficial responsable de la preparación de los informes financieros de Enel emitieron una declaración (con respecto a la separación de los informes financieros de la Compañía en 2019 (declaraciones) que certifiquen: i) la adecuación a las características de la Sociedad y la adopción efectiva de los procedimientos administrativos y contables utilizados en la preparación de los estados financieros; ii) la conformidad del contenido de los informes financieros con las normas internacionales de contabilidad aprobadas por la Unión Europea de conformidad con el Reglamento (CE) Nº. 1606/2002; iii) la correspondencia de los estados financieros con la información de los libros y otros registros contables y su capacidad para proporcionar una representación verdadera y justa del rendimiento y la situación financiera de la Sociedad; y iv) que el informe sobre las operaciones que acompañan a los estados financieros contenga un análisis fiable de las operaciones y el rendimiento, así como de la situación del emisor, junto con una descripción de los

principales riesgos e incertidumbres a los que está expuesto. En la declaración también se afirmaba que la idoneidad de los procedimientos administrativos y contables utilizados en la preparación de los estados financieros separados de la Compañía se había verificado en una evaluación del sistema de control interno para la presentación de informes financieros (respaldada por las conclusiones de las pruebas independientes realizadas por un asesor externo cualificado y el departamento de auditoría de la Compañía, cada uno de los cuales se centraba en sus respectivas esferas de responsabilidad sobre la base de la distinta naturaleza de las diversas comprobaciones) y que en la evaluación del sistema de control interno no se había identificado ninguna cuestión importante. Se preparó una declaración análoga para los estados financieros consolidados del Grupo Enel correspondientes a 2019;

- se supervisó la eficacia y la eficiencia del sistema de control interno, principalmente mediante la participación constante del jefe del departamento de auditoría de la Sociedad en las reuniones del Consejo de Auditores y la celebración de la mayoría de las reuniones conjuntamente con la Comisión de Control y Riesgos, así como mediante reuniones periódicas con el órgano encargado de supervisar el funcionamiento y el cumplimiento del modelo de organización y gestión adoptado por la Sociedad de conformidad con el Decreto Legislativo 231/2001. A la luz de nuestro examen y en ausencia de cuestiones significativas, el sistema de control interno y gestión de riesgos puede considerarse adecuado y eficaz. En febrero de 2020, el Consejo de Administración de la Compañía expresó una evaluación análoga de la situación y también observó, en noviembre de 2019, que los principales riesgos asociados a los objetivos estratégicos establecidos en el Plan Comercial 2020-2024 eran compatibles con la gestión de la Compañía de manera coherente con dichos objetivos;
- en 2019 recibimos una reclamación relativa a los hechos considerados censurables en virtud del artículo 2408 del Código Civil italiano por parte de un accionista con motivo de la Junta de Accionistas del 16 de mayo de 2019. Más concretamente, la reclamación se refería a la supuesta arbitrariedad con la que el Presidente de la Junta determinó el tiempo de que disponían los accionistas para solicitar la palabra y hacer sus comentarios, en violación del Reglamento de la Junta de Accionistas. La Junta de Auditores, tras realizar las investigaciones pertinentes con el apoyo del departamento de Asuntos Jurídicos y Corporativos, no encontró ninguna irregularidad que denunciar y notificó al accionista implicado nuestras conclusiones. La Junta de Auditores no recibió ninguna petición durante el año 2019;

- hemos supervisado la aplicación efectiva del Código de Gobierno Corporativo, que la Compañía ha adoptado, verificando el cumplimiento de los acuerdos de gobierno de Enel con las recomendaciones del Código. Se puede encontrar información detallada sobre el sistema de gobierno corporativo de la Compañía en el informe sobre el gobierno corporativo y la estructura de propiedad para 2019. En marzo de 2019 y febrero de 2020, la Junta de Auditores de la Sociedad verificó que el Directorio, al evaluar la independencia de los directores no ejecutivos, aplicó correctamente los criterios de evaluación especificados en el Código de Gobierno Corporativo y el principio de la prioridad de la sustancia sobre la forma establecido en dicho Código, adoptando un procedimiento transparente, cuyos detalles se discuten en el informe sobre el gobierno corporativo y la estructura de propiedad para 2019.

En lo que respecta a la denominada "autoevaluación" de la independencia de sus miembros, la Junta de Auditores de la Sociedad -en mayo de 2019 y en febrero de 2020- se cercioró de que todos los auditores de cuentas permanentes cumplían los requisitos pertinentes establecidos en la Ley consolidada de intermediación financiera y en el Código de Gobierno Corporativo.

En la última parte de 2019 y durante los dos primeros meses de 2020, la Junta de Auditores Estatutarios, con el apoyo de una empresa de asesoramiento independiente, realizó un examen de la Junta en el que se evaluó el tamaño, la composición y el funcionamiento de la Junta de Auditores Estatutarios, como se hizo para 2018, de manera similar al examen realizado para la Junta de Directores desde 2004. Se trata de una práctica óptima que la Junta de Auditores Estatutarios se proponía adoptar incluso en ausencia de una recomendación específica de el Código de Gobierno Corporativo, un enfoque de "examen entre pares", es decir, la evaluación no sólo del funcionamiento del organismo en su conjunto, sino también del estilo y el contenido de la contribución aportada por cada uno de los auditores. Las conclusiones del examen de la junta para 2019 ofrecen un cuadro positivo del funcionamiento de la Junta de Auditores Estatutarios de Enel, del que se desprende que este órgano -a pesar de haber cambiado significativamente su composición tras el nombramiento de una nueva Junta por la Junta Ordinaria de Accionistas del 16 de mayo de 2019- ha adoptado métodos operativos eficaces y eficientes que cumplen con el marco normativo de referencia, como lo atestigua la empresa asesora encargada de apoyar el proceso de evaluación;

Durante 2019, la Junta de Auditores Estatutarios también participó en un programa de inducción, estructurado en 4 reuniones, organizado por la Compañía para proporcionar a los directores y a los auditores estatutarios una comprensión

adecuada de los sectores de negocios en los que opera el Grupo Enel, así como de la dinámica de la compañía y su evolución, las tendencias del mercado y el marco regulatorio aplicable. Para un análisis de las cuestiones abordadas en las diversas sesiones de orientación, véase el informe sobre la gobernanza empresarial y la estructura de propiedad para 2019;

- controlamos la aplicación de las disposiciones del Decreto Legislativo 254 del 30 de diciembre de 2016 (en adelante "Decreto 254") relativas a la divulgación de información no financiera y de diversidad por parte de ciertas grandes empresas y grupos. En el desarrollo de dicha actividad, hemos supervisado la adecuación del sistema organizativo, administrativo, de información y control establecido por la Sociedad para permitir la representación exacta en el estado no financiero consolidado para el año 2019 de la actividad del Grupo Enel, sus resultados y sus impactos en las áreas no financieras a las que se refiere el artículo 3, párrafo 1, del Decreto 254, y no tenemos ningún comentario al respecto. La Firma Auditora, EY SpA, emitió, de conformidad con el Artículo 3, párrafo 10, del Decreto 254 y el Artículo 5 del Reglamento CONSOB No. 20267 del 18 de enero de 2018, su certificación de la conformidad de la información proporcionada en el estado no financiero consolidado con los requisitos de la ley aplicable;
- desde la admisión a cotización de sus acciones, la Sociedad ha adoptado normas específicas (cuya última modificación se ha producido en septiembre de 2018) para la gestión interna y el tratamiento de la información confidencial, en las que también se establecen los procedimientos para la divulgación de la documentación y la información relativa a la Sociedad y al Grupo, con especial atención a la información privilegiada. Esas normas (que pueden consultarse en el sitio web de la empresa) contienen disposiciones apropiadas dirigidas a las filiales para que Enel pueda cumplir los requisitos legales de divulgación pública, de conformidad con el párrafo 2 del artículo 114 de la Ley consolidada de intermediación financiera;
- en 2002 la Compañía también adoptó (y posteriormente ha actualizado, más recientemente en diciembre de 2019) un Código de Ética (también disponible en el sitio web de la empresa) que expresa los compromisos y responsabilidades éticas que implica la conducta de negocios, regulando y armonizando la conducta de las empresas de acuerdo con normas de máxima transparencia y equidad con respecto a todas las partes interesadas;
- con respecto a las disposiciones del Decreto Legislativo 231 de 8 de junio de 2001 -que introdujo en la legislación italiana un sistema de responsabilidad administrativa (de hecho, penal) para las empresas por ciertos tipos de delitos cometidos por sus directores, gerentes o empleados en nombre de la empresa o

en beneficio de ella- desde julio de 2002, Enel ha adoptado un programa de cumplimiento que consiste en una "parte general" y varias "partes especiales" relativas a los diferentes delitos especificados por el Decreto Legislativo 231/2001 que el programa pretende prevenir. Para una descripción de la manera en que el modelo se ha adaptado a las características de las diversas empresas italianas del Grupo, así como una descripción de los propósitos del "Programa de Cumplimiento Global de Enel" para las empresas extranjeras del Grupo, véase el informe sobre el gobierno corporativo y la estructura de propiedad para 2019. La estructura que supervisa el funcionamiento y el cumplimiento del programa y se encarga de su actualización es un órgano colegiado. Desde diciembre de 2017 está integrada por tres miembros externos con conocimientos profesionales específicos sobre cuestiones de organización empresarial y derecho penal empresarial. La Junta de Auditores recibió información adecuada sobre las principales actividades realizadas en 2019 por esa estructura, incluso en reuniones con sus miembros. Nuestro examen de esas actividades no encontró ningún hecho o situación que deba mencionarse en el presente informe;

- en 2019, la Junta de Auditores emitió una opinión favorable (en la reunión del 5 de febrero de 2019), en relación con el Plan de Auditoría de 2019, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 7.C.1, letra c) del Código de Gobierno Corporativo, preliminar a las resoluciones del Directorio al respecto;
- el informe sobre la remuneración fija y variable devengada por quienes hayan ejercido los cargos de Presidente del Directorio, Director general/Gerente general y otros directores en 2019 por sus respectivos cargos y los instrumentos de remuneración que les hayan sido otorgados figura en el Informe sobre la política de remuneraciones para 2020 y las remuneraciones pagadas en 2019 a que se refiere el artículo 123-ter de la Ley consolidada de intermediación financiera, aprobado por el Directorio, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones el 2 de abril de 2020, que se publicará en cumplimiento de los plazos establecidos por la ley. El diseño de estos instrumentos de compensación se ajusta a las mejores prácticas, cumpliendo con el principio de establecer un vínculo con los objetivos de rendimiento financiero y no financiero adecuados y persiguiendo la creación de valor para el accionista a medio y largo plazo. Las propuestas al Directorio relativas a esas formas de compensación y la determinación de los parámetros asociados fueron preparadas por el Comité de Nombramientos y Compensaciones, que está integrado en su totalidad por directores independientes, sobre la base de las conclusiones de los análisis de referencia, incluso a nivel internacional, realizados por una empresa consultora

independiente. Además, el Informe sobre la política de remuneración para 2020 y la remuneración pagada en 2019 a que se refiere el artículo 123-ter de la Ley consolidada de intermediación financiera contiene, en cumplimiento de la normativa aplicable de la CONSOB, información específica sobre la remuneración obtenida en 2019 por el personal directivo clave (en forma agregada para este último) y por los miembros del órgano de supervisión.

La Junta de Auditores Estatutarios también supervisó el proceso de preparación de la política de remuneración para 2020, sin encontrar ninguna cuestión crítica. En particular, en la actividad de supervisión se examinó la coherencia de las diversas medidas previstas en esa política con las disposiciones de la Directiva (UE) 2017/828 (cuya transposición a la legislación italiana no había concluido todavía en la fecha del presente informe), con las recomendaciones del Código de Gobierno Corporativo, así como con los resultados del análisis de referencia realizado, incluso a nivel internacional, por una empresa consultora independiente que el Comité de Nombramientos y Retribuciones decidió contratar.

La actividad de supervisión de la Junta de Auditores en 2019 se llevó a cabo en 17 reuniones (12 de las cuales se celebraron conjuntamente con el Comité de Control y Riesgos) y con la participación en las 14 reuniones del Consejo de Administración y, a través del presidente o de uno o más de sus miembros, en las 8 reuniones del Comité de Nombramientos y Compensaciones, en la única reunión del Comité de Partes Relacionadas y en las 8 reuniones del Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad. El magistrado delegado del Tribunal de Cuentas del Estado participó en las reuniones de la Junta de Auditores y en las del Directorio.

En el curso de esta actividad y sobre la base de la información obtenida de EY SpA, no se encontraron omisiones, hechos censurables, irregularidades u otros desarrollos significativos que requieran ser reportados a las autoridades reguladoras o mencionados en este informe.

Por último, la Junta de Auditores señala, a la fecha de este informe, la gran emergencia sanitaria mundial asociada a la epidemia de COVID-19. Las autoridades italianas han introducido importantes limitaciones a la libertad de circulación en el país para contener el contagio, entre otras cosas imponiendo prohibiciones a las reuniones.

En este contexto, la Junta de Auditores, en cumplimiento de las medidas mencionadas para contener la epidemia de COVID-19, ha celebrado sus reuniones - a partir de la reunión del 26 de febrero de 2020 - exclusivamente con el uso de sistemas de audio/video conferencia por parte de todos los participantes, asegurando no obstante su identificación y el intercambio de documentación, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25.4 de los Estatutos.

La Junta de Auditores observa también que, como lo permite el artículo 106, párrafo 4, del Decreto Ley 18 de 17 de marzo de 2020, el Directorio de la Compañía ha convocado la reunión ordinaria de accionistas para el 14 de mayo de 2020 en una sola convocatoria, estableciendo que se llevará a cabo de manera que permita a los accionistas participar exclusivamente a través del representante de los accionistas designado por la Sociedad, a los que los accionistas también pueden conferir poderes o sub-poderes de conformidad con el artículo 135-novedades de la Ley consolidada de intermediación financiera, también en derogación de las disposiciones del artículo 135-unidades, párrafo 4, de la misma Ley consolidada. La Junta de Auditores velará por que los derechos de los Accionistas puedan ser ejercidos con ocasión de la mencionada Junta de Accionistas, dentro de los límites permitidos por los procedimientos especiales previstos para la celebración de la Junta.

En los próximos meses, la Junta de Auditores llevará a cabo su actividad de supervisión, en estrecha coordinación con el Directorio, para evaluar el impacto de la epidemia de COVID-19 en el desempeño y la situación financiera de la Compañía y del Grupo Enel.

Sobre la base de la actividad de supervisión realizada y la información intercambiada con los auditores independientes EY SpA, recomendamos que aprueben los estados financieros de la Compañía para el año terminado el 31 de diciembre de 2019 de conformidad con las propuestas de la Directorio.

Roma, 8 de abril de 2020

La Junta de Revisores



Barbara Tadolini - Presidente



Romina Guglielmetti - Auditor



Claudio Sottoriva - Auditor

Informe de la firma de auditoría sobre los estados financieros consolidados de 2019 del Grupo Enel

Enel S.p.A.

Consolidated financial statements as at December 31, 2019

Independent auditor's report pursuant to article 14 of
Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, and article
10 of EU Regulation n. 537/2014



**Building a better
working world**

EY S.p.A.
Via Lombardia, 31
00187 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 324755504
ey.com

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010 and article 10 of EU Regulation n. 537/2014

(Translation from the original Italian text)

To the Shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the Audit of the Consolidated Financial Statements

Opinion

We have audited the consolidated financial statements of Enel Group (the Group), which comprise the balance sheet as at December 31, 2019, the income statement, the statement of comprehensive income, the statement of changes in shareholders' equity, the statement of cash flows for the year then ended, and notes to the consolidated financial statements, including a summary of significant accounting policies.

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of the Group as at December 31, 2019, and of its financial performance and its cash flows for the year then ended in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing article 9 of Legislative Decree n. 38/2005.

Basis for Opinion

We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the Auditor's Responsibilities for the Audit of the Consolidated Financial Statements section of our report. We are independent of the Enel S.p.A. in accordance with the regulations and standards on ethics and independence applicable to audits of financial statements under Italian Laws. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Key Audit Matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgment, were of most significance in our audit of the consolidated financial statements of the current period. These matters were addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Lombardia, 31 - 00187 Roma
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta all'Albo dei Revisori Legali al n. 70945 Pubblicata sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 deliberata n.10831 del 16/7/1997 A
member firm of Ernst & Young Global Limited

We identified the following key audit matters:

Key Audit Matter	Audit Response
<p>Recoverability of non-current assets</p> <p>The consolidated financial statements include, within the non-current assets balance, Property, Plant and Equipment for Euro 79.809 million, Intangible Assets for Euro 19.089 million and Goodwill for Euro 14.241 million.</p> <p>The Directors tested for impairment the carrying values of the Cash Generating Units (CGUs) as of the balance sheet date, which include goodwill, intangible assets with indefinite useful lives and other non-current assets where indication of impairment were noted.</p> <p>The process adopted by management and the methodologies for assessing and determining the recoverable amount of each CGU are sometimes based on complex assumptions which, due to their nature, require the Directors to exercise their judgment. Such a judgment relates, primarily, to the cash flow projections deriving from the Industrial Plan 2020-2024 as well as from the determination of the long-term growth rates and the discount rates applied to these projections.</p> <p>In 2019, the Group reported impairment losses of Euro 4,221 million mainly related to write-down of carrying values of certain coal-fired plants in Italy, Spain, Chile and Russia.</p> <p>In relation to the above, the key assumptions made by the Directors relate to future economic trends, including future trends of the electricity and gas demand and the related expected prices, the availability of renewable resources as well as certain assumptions such as inflation, exchange and interest rates.</p> <p>Because of the judgment required and the complexity of assumptions used to estimate the recoverable amount of the non-current assets, we identified this area as a Key Audit Matter.</p> <p>The disclosures related to the impairment of non-current assets are included in Note 2.</p>	<p>Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Assessment of the impairment process of non-current assets and related controls implemented by the Group; · Assessment of the criteria adopted to identify the CGUs and the reconciliation of their carrying amounts to the consolidated financial statements; · Assessment of the key assumptions underlying the Industrial Plan 2020-2024 and relevant future cash flows, including the comparison with industry data and forecasts; · Assessment of the consistency of the cash flow projections for each CGU with the Industrial Plan 2020-2024; · Assessment of IAS 36 accounting requirements for the reversal of previously recognized impairment losses; · Assessment of the management's ability to make accurate projections, through the comparison of the actual results with the previous forecasts. <p>In performing our procedures, we engaged our valuation experts in order to verify the methodologies used in the process, the mathematical accuracy of the model, the reasonableness of the long-term growth rates and the discount rates as well as the results of the sensitivity analysis performed by the management.</p> <p>Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating to this Key Audit Matter.</p>



Building a better
working world

“ Accounting policies and measurement criteria - Recoverability of non-financial assets” , Note 16.
“ Property, Plant and Equipment ” and Note 21.
“ Goodwill” .

Key Audit Matter	Audit Response
<p>Revenues from unbilled sale of electricity and gas</p> <p>Revenues from sales of electricity and gas to retail customers are recognized upon delivery and include, in addition to amounts invoiced based on periodic meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the year but not yet invoiced. Revenues accrued between the date of the last meter reading and year-end are based on estimates of the daily consumption of customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption.</p> <p>Because of the complexity of assumptions used to estimate the revenues from unbilled sale of electricity and gas, we identified this area as a Key Audit Matter.</p> <p>The disclosures related to the revenues from unbilled sale of electricity and gas are included in Note 2. “Accounting policies and measurement criteria - Use of estimates - Revenue Recognition” .</p>	<p>Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others:</p> <ul style="list-style-type: none"> assessment of the process related to the recognition of revenues from sales of electricity and gas and related key controls, including Information Technology controls, implemented by the entities within the Group; assessment of the algorithms and data in the ERP systems of such Group entities, also with the support of our Information Technology specialists; testing of a sample of data used by management to determine the accrued revenues, including, whenever applicable, the comparison of quantities entered into the network as made available by transporters and distributors; look-back analysis of prior estimates against actual data subsequently reported. <p>Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating to this Key Audit Matter.</p>

Key Audit Matter

Audit Response

Legal proceedings

The Group is involved in several civil, administrative and tax disputes arising from the normal course of business, for which final outcomes cannot be easily predicted and could potentially result in significant liabilities. The assessment of the risks associated with the litigations is based on complex assumptions, which, by their nature, require the use of the Directors' judgment. Such judgment relates, primarily, to the assessment of the uncertainties connected to the prediction of the outcome of the proceedings and to the adequacy of the disclosures in the financial statements; it is also based on the assessment made by internal and external legal counsels.

Because of the judgment required, the materiality of such litigations and the complexity of the assessment process, we identified this area as a Key Audit Matter.

The disclosures related to legal proceedings are included in Note 2. "Accounting policies and measurement criteria - Use of estimates - Litigation" and Note 52. "Contingent liabilities and assets".

Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others:

- assessment of the process and relevant controls implemented to identify legal and tax litigations, and pending administrative proceedings;
- assessment of the assumptions used in the valuation of potential legal and tax risks performed by the legal and tax departments within the Group;
- inquiry with the legal and tax departments regarding the status of the most significant disputes and inspection of the key relevant documentation, also with the support of our tax and legal experts;
- analysis of the external confirmations received from the external legal and tax counsels assisting the Group entities involved in such disputes, and assessment of the consistency of the information obtained with the risk assessment performed by management and the legal and tax departments.

Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating to this Key Audit Matter.



Responsibilities of Directors and Those Charged with Governance for the Consolidated Financial Statements

The Directors are responsible for the preparation of the consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005, and, within the terms provided by the law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The Directors are responsible for assessing the Group's ability to continue as a going concern and, when preparing the consolidated financial statements, for the appropriateness of the going concern assumption, and for appropriate disclosure thereof. The Directors prepare the consolidated financial statements on a going concern basis unless they either intend to liquidate the Parent Company Enel S.p.A. or to cease operations, or have no realistic alternative but to do so.

The statutory audit committee (" Collegio Sindacale ") is responsible, within the terms provided by the law, for overseeing the Group's financial reporting process.

Auditor's Responsibilities for the Audit of the Consolidated Financial Statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia) will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia), we have exercised professional judgment and maintained professional skepticism throughout the audit. In addition:

- we have identified and assessed the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, designed and performed audit procedures responsive to those risks, and obtained audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- we have obtained an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the Group's internal control;
- we have evaluated the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the Directors;
- we have concluded on the appropriateness of Directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the Group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditor's report to the related disclosures in the financial statements or, if such disclosures are inadequate, to consider this matter in forming our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future

events or conditions may cause the Group to cease to continue as a going concern;

- we have evaluated the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.
- we have obtained sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities within the Group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We have communicated with those charged with governance, identified at an appropriate level as required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We have provided those charged with governance with a statement that we have complied with the ethical and independence requirements applicable in Italy, and we have communicated with them all matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, related safeguards.

From the matters communicated with those charged with governance, we have determined those matters that were of most significance in the audit of the financial statements of the current period and are therefore the key audit matters. We have described these matters in our auditor's report.

Additional information pursuant to article 10 of EU Regulation n. 537/14

The shareholders of Enel S.p.A., in the general meeting held on April 29, 2011, engaged us to perform the audits of the consolidated financial statements for each of the years ending December 31, 2011 to December 31, 2019.

We declare that we have not provided prohibited non-audit services, referred to article 5, par. 1, of EU Regulation n. 537/2014, and that we have remained independent of the Group in conducting the audit.

We confirm that the opinion on the consolidated financial statements included in this report is consistent with the content of the additional report to the audit committee (Collegio Sindacale) in their capacity as audit committee, prepared pursuant to article 11 of the EU Regulation n. 537/2014.



Report on compliance with other legal and regulatory requirements

Opinion pursuant to article 14, paragraph 2, subparagraph e), of Legislative Decree n. 39 dated 27 January 2010 and of article 123-bis, paragraph 4, of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the Report on Operations and of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure of Group Enel as at December 31, 2019, including their consistency with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable laws and regulations.

We have performed the procedures required under audit standard SA Italia n. 720B, in order to express an opinion on the consistency of the Report on Operations and of specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4, of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998, with the consolidated financial statements of Enel Group as at December 31, 2019 and on their compliance with the applicable laws and regulations, and in order to assess whether they contain material misstatements.

In our opinion, the Report on Operations and the above mentioned specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure are consistent with the consolidated financial statements of Enel Group as at December 31, 2019 and comply with the applicable laws and regulations.

With reference to the statement required by art. 14, paragraph 2, subparagraph e), of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have no matters to report.

Statement pursuant to article 4 of Consob Regulation implementing Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the non-financial information pursuant to Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016. We have verified that non-financial information has been approved by Directors.

Pursuant to article 3, paragraph 10, of Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016, such non-financial information are subject to a separate compliance report signed by us.

Rome, April 8, 2020

EY S.p.A.
Signed by: Massimo Antonelli, Auditor

This report has been translated into the English language solely for the convenience of international readers.

Anexos

Subsidiarias, asociadas y otras inversiones de capital significativas del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2019

De acuerdo con el aviso de CONSOB no. DEM/6064293 del 28 de julio de 2006 y el artículo 126 de la Resolución CONSOB no. 11971 del 14 de mayo de 1999, a continuación, se presenta una lista de filiales y asociados de Enel SpA al 31 de diciembre de 2019, de conformidad con el artículo 2359 del Código Civil italiano, y de otras inversiones de capital significativas. Enel tiene el título completo de todas las inversiones.

Para cada empresa se incluye la siguiente información: denominación, domicilio social, capital social, moneda en que está denominado el capital social, actividad, método de consolidación, empresas del Grupo que tienen participación en la empresa y su respectiva cuota de propiedad, y la cuota de propiedad del Grupo.

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Parent Company									
Enel SpA	Rome	Italy	10,166,679,946.00	EUR	Holding	Holding			
Subsidiaries									
(Cataldo) Hydro Power Associates	Albany	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Hydro Development Group Acquisition LLC Pyrites Hydro LLC	50.00% 50.00%	50.00%
4814 Investments LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Abc Solar 10 SpA	Santiago	Chile	1,000,000.00	CLP	Plant construction and electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Chile Ltda	100.00%	61.93%
Abc Solar 2 SpA	Santiago	Chile	1,000,000.00	CLP	Plant construction and electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Chile Ltda	100.00%	61.93%
Aced Renewables Hidden Valley (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	1,000.00	ZAR	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
Activation Energy Limited	Dublin	Ireland	100,000.00	EUR	Renewable energy	Line-by-line	EnerNOC Ireland Limited	100.00%	100.00%
Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	10,000,000.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
Adria Link Srl	Gorizia	Italy	300,297.00	EUR	Design, construction and operation of merchant lines	Equity	Enel Produzione SpA	50.00%	50.00%
Aero-tanna Srl	Rome	Italy	15,000.00	EUR	Renewable energy	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Agatos Green Power Trino Srl	Rome	Italy	10,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Solar Energy Srl	80.00%	80.00%
Agrupación Acefhat AIE	Barcelona	Spain	793,340.00	EUR	Design and services	-	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	14.29%	10.01%
Aguilón 20 SA	Zaragoza	Spain	2,682,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	51.00%	35.75%
Alba Energia Ltda	Niterói	Brazil	16,045,169.00	BRL	Development, design, construction and operation of plants	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Albany Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Alliance SA	Managua	Nicaragua	6,180,150.00	NIO	-	Equity	Ufinet Latam SLU	49.90%	10.27%
Almeyda Solar SpA	Santiago	Chile	1,736,965,000.00	CLP	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Chile Ltda	100.00%	61.93%
Almussafes Servicios Energéticos SL	Barcelona	Spain	3,010.00	EUR	Management and maintenance of power plants Electricity sale	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Alpe Adria Energia Srl	Udine	Italy	900,000.00	EUR	Design, construction and operation of merchant lines	Line-by-line	Enel Produzione SpA	50.00%	50.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Alta Farms Wind Project II LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Alvorada Energia SA	Niterói	Brazil	21,017,415.92	BRL	Electricity generation and sale	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Ampla Energia e Serviços SA	Niterói	Brazil	2,498,230,386.65	BRL	Electricity generation, transmission and distribution	Line-by-line	Enel Brasil SA	99.73%	57.11%
Anea- Agenzia napoletana per l'energia e l'ambiente	Naples	Italy	418,330.12	EUR	-	-	e-distribuzione SpA	12.96%	12.96%
Annandale Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Apiacás Energia SA	Niterói	Brazil	14,216,846.33	BRL	Electricity sale	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Aquenergy Systems LLC	Greenville	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Aquila Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spain	60,100.00	EUR	Electricity sale	Line-by-line	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100.00%	70.10%
Aranort Desarrollos SL	Madrid	Spain	3,010.00	EUR	Wind plants	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Vandellós L'Hospitalet de l'Infant	Spain	19,232,400.00	EUR	Management and maintenance of power plants	Proportional	Endesa Generación SA	85.41%	59.87%
Athonet France SASU	Paris	France	50,000.00	EUR	ICT	-	Athonet Srl	100.00%	16.00%
Athonet Srl	Trieste	Italy	6,892,757.00	EUR	-	-	Enel X Srl	16.00%	16.00%
Athonet UK Ltd	Battle, East Sussex	United Kingdom	1.00	GBP	Telecommunications	-	Athonet Srl	100.00%	16.00%
Athonet USA Inc.	Wilmington	USA	1.00	USD	Any legal activity	-	Athonet Srl	100.00%	16.00%
Atwater Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Solar Holdings LLC	51.00%	51.00%
Aurora Land Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Aurora Solar Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Aurora Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Autumn Hills LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Avikiran Energy India Private Limited	Gurugram	India	100,000.00	INR	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power India Private Limited (formerly BLP Energy Private Limited)	100.00%	100.00%
Avikiran Solar India Private Limited	New Delhi	India	100,000.00	INR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power India Private Limited (formerly BLP Energy Private Limited)	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Avikiran Surya India Private Limited	Gurugram	India	100,000.00	INR	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power India Private Limited (formerly BLP Energy Private Limited)	100.00%	100.00%
Avikiran Vayu India Private Limited	Gurugram	India	100,000.00	INR	Electricity generation, distribution and sale	Line-by-line	Enel Green Power India Private Limited (formerly BLP Energy Private Limited)	100.00%	100.00%
Azure Sky Solar Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Azure Sky Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Baikal Enterprise SL	Palma de Mallorca	Spain	3,006.00	EUR	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Baleares Energy SL	Palma de Mallorca	Spain	4,509.00	EUR	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Barnet Hydro Company LLC	Burlington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	AFS	Enel North America Inc. Sweetwater Hydroelectric LLC	10.00% 90.00%	100.00%
Barnwell County Solar Project LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Baylio Solar SLU	Seville	Spain	3,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Beaver Falls Water Power Company	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Beaver Valley Holdings LLC	67.50%	67.50%
Beaver Valley Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Beaver Valley Power Company LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Belomechetskaya WPS	Moscow	Russian Federation	3,010,000.00	RUB	Renewables	Line-by-line	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100.00%	100.00%
Bioenergy Casei Gerola Srl	Rome	Italy	100,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Black River Hydro Assoc.	Albany	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	(Cataldo) Hydro Power Associates Enel North America Inc.	75.00% 25.00%	62.50%
BLP Vayu (Project 1) Private Limited	Gurugram	India	10,000,000.00	INR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power India Private Limited (formerly BLP Energy Private Limited)	100.00%	100.00%
BLP Vayu (Project 2) Private Limited	Gurugram	India	45,000,000.00	INR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power India Private Limited (formerly BLP Energy Private Limited)	100.00%	100.00%
BLP Wind Project (Amberi) Private Limited	New Delhi	India	5,000,000.00	INR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power India Private Limited (formerly BLP Energy Private Limited)	100.00%	100.00%
Blue Star Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
BluRe MA	Manternach	Luxembourg	6,400,000.00	EUR	Insurance	-	Slovenské elektrárne AS	5.00%	1.65%
Bogaris PV1 SLU	Sevilla	Spain	3,000.00	EUR	Wind plants	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Boiro Energía SA	Boiro	Spain	601,010.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	40.00%	28.04%
Bondia Energia Ltda	Niterói	Brazil	2,950,888.00	BRL	Plant development, design, construction and operation	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Boott Hydropower LLC	Boston	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Bosa del Ebro SL	Zaragoza	Spain	3,010.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	51.00%	35.75%
Bp Hydro Associates	Boise	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Idaho LLC Enel North America Inc.	68.00% 32.00%	100.00%
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Bp Hydro Associates Enel North America Inc.	75.92% 24.08%	100.00%
Bravo Dome Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Brazoria County Solar Project LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Brazoria West Solar Project LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation, transportation, sale and trading	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Broadband Comunicaciones SA	Quito	Ecuador	30,290.00	USD	-	Equity	Ufinet Ecuador Ufiec SA Ufinet Latam SLU	99.99% 0.01%	20.60%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	EGPNA Development Holdings LLC	75.00%	75.00%
Buffalo Jump LP	Alberta	Canada	10.00	CAD	Holding	Line-by-line	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0.10% 99.90%	100.00%
Buffalo Spirit Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Bungala One Finco (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	1,000.00	AUD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Bungala One Property (Pty) Ltd	100.00%	51.00%
Bungala One Operation Holding Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	100.00	AUD	Renewables	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50.00%	50.00%
Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100.00	AUD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51.00%	51.00%
Bungala One Operations (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	1,000.00	AUD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100.00%	51.00%
Bungala One Operations Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Renewables	Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100.00%	51.00%
Bungala One Property (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	1,000.00	AUD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100.00%	51.00%
Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100.00	AUD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51.00%	51.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Bungala One Property Holding Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	100.00	AUD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50.00%	50.00%
Bungala One Property Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100.00%	51.00%
Bungala Two Finco (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Bungala Two Property (Pty) Ltd	100.00%	51.00%
Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51.00%	51.00%
Bungala Two Operations Holding Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Renewables	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50.00%	50.00%
Bungala Two Operations (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Renewables	Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100.00%	51.00%
Bungala Two Operations Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Renewables	Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100.00%	51.00%
Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51.00%	51.00%
Bungala Two Property Holding Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Renewables	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50.00%	50.00%
Bungala Two Property (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Renewables	Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100.00%	51.00%
Bungala Two Property Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	1.00	AUD	Renewables	Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100.00%	51.00%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	100.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Canastota Wind Power LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Caney River Wind Project LLC	Overland Park	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Rocky Caney Wind LLC	100.00%	20.00%
Carbopego- Abastecimentos e Combustíveis SA	Lisbon	Portugal	50,000.00	EUR	Fuel supply	Equity	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0.01% 49.99%	35.05%
Cascade Energy Storage LLC	Wilmington	USA	-	USD	Renewables	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	100.00%	100.00%
Castiblanco Solar SL	Madrid	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary	Canada	-	CAD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0.10% 99.90%	100.00%
Catalana d'Iniciatives SCR SA	Barcelona	Spain	30,862,800.00	EUR	Holding	-	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	0.94%	0.66%
CCPRO Bucharest SA	Bucharest	Romania	79,800,000.00	RON	Financial	-	Enel Romania SA	9.52%	9.52%
Cdec- Sic Ltda	Santiago	Chile	709,783,206.00	CLP	-	-	Empresa Eléctrica Panguipulli SA	6.00%	3.72%
Cedar Run Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Celg Distribuição SA - Celg D	Goias	Brazil	5,075,679,362.52	BRL	Electricity distribution and sale	Line-by-line	Enel Brasil SA	99.93%	57.22%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	1,231,270,567.54	ARS	Electricity generation, transmission and distribution	Line-by-line	Enel Argentina SA Inversora Dock Sud SA	0.25% 69.99%	23.05%
Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda	Salvador	Brazil	4,859,739.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda	Niterói	Brazil	758,950.00	BRL	Energy services	Line-by-line	Enel X Brasil SA	100.00%	57.26%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Fortaleza	Brazil	151,940,000.00	BRL	Thermal generation plants	Line-by-line	Enel Brasil SA	100.00%	57.26%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Seville	Spain	364,213.34	EUR	Plant operation	Equity	Enel Green Power España SL	33.30%	23.34%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spain	595,000.00	EUR	Plant operation	Equity	Endesa Generación SA	33.33%	23.36%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500,000.00	ARS	Electrical facilities construction	Equity	Central Dock Sud SA Enel Generación Costanera SA Enel Generación El Chocón SA	6.40% 1.30% 33.20%	14.53%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spain	-	EUR	Plant operation	Equity	Endesa Generación SA Nuclenor SA	23.57% 0.69%	16.76%
Centrum Pre Vedu A Vyskum Sro	Kalná Nad Hronom	Slovakia	6,639.00	EUR	Research and development in sciences and engineering	Equity	Slovenské elektrárne AS	100.00%	33.00%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milan	Italy	8,550,000.00	EUR	Testing, inspection and certification services, engineering and consulting services	Equity	Enel SpA	42.70%	42.70%
Champagne Storage LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	100.00%	100.00%
Cherokee Falls Hydroelectric Project LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Cheyenne Ridge Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Chi Black River LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Chi Idaho LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Chi Operations Inc.	Andover	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Chi Power Inc.	Naples	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Chi West LLC	San Francisco	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Chinango SAC	San Miguel	Peru	295,249,298.00	SOL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Generación Perú SAA	80.00%	38.30%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Chisago Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Chisholm View II Holding LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Chisholm View Wind Project II LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chisholm View II Holding LLC	51.00%	51.00%
Chisholm View Wind Project LLC	New York	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100.00%	20.00%
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Cimarron Bend Wind Project I LLC Cimarron Bend Wind Project II LLC Cimarron Bend Wind Project III LLC Enel Kansas LLC	49.00% 49.00% 1.00% 1.00%	100.00%
Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	100.00%	100.00%
Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Cimarron Bend Wind Holdings LLC	100.00%	100.00%
Cimarron Bend Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Cimarron Bend Wind Project I LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100.00%	100.00%
Cimarron Bend Wind Project II LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100.00%	100.00%
Cimarron Bend Wind Project III LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
CivDrone	Haifa	Israel	1,000,000.00	ILS	R&D	-	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	3.79%	3.79%
Clear Sky Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Clinton Farms Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Codensa SA ESP	Bogotá	Colombia	13,487,545,000.00	COP	Electricity distribution and sale	Line-by-line	Enel Américas SA	48.30%	2766%
Cogeneración El Salto SL	Zaragoza	Spain	36,060.73	EUR	Cogeneration of electricity and heat	Equity	Enel Green Power España SL	20.00%	14.02%
Cogenio Srl	Rome	Italy	2,310,000.00	EUR	-	Equity	Enel.si Srl	20.00%	20.00%
Cohuna Solar Farm (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100.00	AUD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Cohuna Solar Farm Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Renewable energy	Line-by-line	Enel Green Power Cohuna Trust	100.00%	100.00%
Comanche Crest Ranch LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cádiz	Spain	600,000.00	EUR	Electricity transmission, distribution and sale	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	33.50%	23.48%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidation	Rome	Italy	14,730,800.00	EUR	Construction of port infrastructure	Equity	Enel Produzione SpA	25.00%	25.00%
Companhia Energética do Ceará - Coelce	Fortaleza	Brazil	808,246,885.77	BRL	Electricity distribution	Line-by-line	Enel Brasil SA	74.05%	42.40%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Compañía de Transmisión del Mercosur Ltda - CTM	Buenos Aires	Argentina	14,012,000.00	ARS	Electricity generation, transmission and distribution	Line-by-line	Enel CIEN SA Enel SpA	100.00% 0.00%	57.26%
Compañía Energética Veracruz SAC	San Miguel	Peru	2,886,000.00	SOL	Hydroelectric projects	Line-by-line	Enel Perú SAC	100.00%	57.26%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spain	13,222,000.00	EUR	Wind projects	Equity	Compañía Eólica Tierras Altas SA Enel Green Power España SL	5.00% 35.63%	26.29%
Concert Srl	Rome	Italy	10,000.00	EUR	Product, plant and equipment certification	Line-by-line	Enel Produzione SpA	100.00%	100.00%
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville	USA	110,000.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
CONSEL-Consorzio ELIS per la formazione professionale superiore	Rome	Italy	51,000.00	EUR	Training	Equity	OpEn Fiber SpA	1.00%	0.50%
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Consolidated Hydro New York LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington	USA	550,000.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	81.83%	81.83%
Consorzio Civita in liquidation	Rome	Italy	156,000.00	EUR	-	-	Enel SpA	33.30%	33.30%
Copenhagen Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Corporación Empresarial de Extremadura SA	Badajoz	Spain	44,538,000.00	EUR	Regional development	-	Endesa SA	1.01%	0.71%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	La Puebla de Alfinden	Spain	271,652.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	25.00%	17.53%
Cow Creek Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Cranberry Point Energy Storage LLC	Dover	USA	100.00	USD	Renewables	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Crucero de Atacama SpA	Santiago	Chile	10,000,000.00	CLP	Electricity generation purchase and sale	Line-by-line	Enel Green Power del Sur SpA	100.00%	61.93%
Crucero Este Dos SpA	Santiago	Chile	209,755,678.00	CLP	Electricity generation purchase and sale	Line-by-line	Enel Green Power del Sur SpA	100.00%	61.93%
Crucero Este Tres SpA	Santiago	Chile	273,188,329.00	CLP	Electricity generation purchase and sale	Line-by-line	Enel Green Power del Sur SpA	100.00%	61.93%
Crucero Este Uno SpA	Santiago	Chile	1,000,000.00	CLP	Electricity generation purchase and sale	Line-by-line	Enel Green Power del Sur SpA	100.00%	61.93%
Danax Energy (Pty) Ltd	Sandton	Republic of South Africa	100.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
De Rock Int'l Srl	Bucharest	Romania	5,629,000.00	RON	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100.00% 0.00%	100.00%
Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	Seville	Spain	3,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Dehesa Pv Farm 03 SLU	Valencia	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic systems	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Dehesa Pv Farm 04 SLU	Valencia	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic plants	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spain	600,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	40.00%	28.04%
Derivex SA	Bogotá	Colombia	715,292,000.00	COP	Finance	-	Emgesa SA ESP	5.00%	1.39%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Mexico City	Mexico	33,101,350.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	99.99% 0.01%	100.00%
Di.T.N.E.– Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia-Società Consortile a Responsabilità Limitata	Rome	Italy	398,321.50	EUR	Research and development in natural sciences and engineering	-	Enel Produzione SpA	1.89%	1.89%
Diamond Vista Holdings LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Diego de Almagro Matriz SpA	Santiago	Chile	351,604,338.00	CLP	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Empresa Eléctrica Panguipulli SA	100.00%	61.93%
Dietrich Drop LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcelona	Spain	108,240.00	EUR	Electricity distribution and sale	Line-by-line	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal) Hidroeléctrica de Catalunya SL	55.00% 45.00%	70.10%
Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SA	Santa Cruz de Tenerife	Spain	12,621,210.00	EUR	Electricity purchase, transmission and distribution	Line-by-line	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100.00%	70.10%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	Argentina	497,612,021.00	ARS	Holding	Line-by-line	Enel Américas SA	51.50%	29.49%
Dmd Holding AS (in liquidation)	Trenčín-Zlatovce	Slovakia	199,543,284.87	EUR	Electricity generation	-	Slovenské elektrárne AS	2.94%	0.97%
Dodge Center Distributed Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Dolores Wind SA de Cv	Mexico City	Mexico	100.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Dominica Energía Limpia SA de Cv	Mexico City	Mexico	2,070,600,646.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60.80%	20.00%
Dorset Ridge Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Drift Sand Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Kansas LLC	50.00%	50.00%
Drift Sand Wind Project LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Drift Sand Wind Holdings LLC	100.00%	50.00%
E.S.CO. Comuni Srl	Bergamo	Italy	1,000,000.00	EUR	Electricity sale	Line-by-line	YouSave SpA	60.00%	60.00%
Eastwood Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spain	1,204,540,060.00	EUR	Electricity distribution	Line-by-line	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100.00%	70.10%
E-Distribuție Banat SA	Timisoara	Romania	382,158,580.00	RON	Electricity distribution	Line-by-line	Enel SpA	51.00%	51.00%
E-Distribuție Dobrogea SA	Constanța	Romania	280,285,560.00	RON	Electricity distribution	Line-by-line	Enel SpA	51.00%	51.00%
E-Distribuție Muntenia SA	Bucharest	Romania	271,635,250.00	RON	Electricity distribution	Line-by-line	Enel SpA	78.00%	78.00%
e-distribuzione SpA	Rome	Italy	2,600,000,000.00	EUR	Electricity distribution	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
EF Divesture LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Efficientya Srl	Bergamo	Italy	100,000.00	EUR	Testing, inspection and certification services, engineering and consulting services	Equity	YouSave SpA	50.00%	50.00%
EGP BioEnergy Srl	Rome	Italy	1,000,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Puglia Srl	100.00%	100.00%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington	USA	1,000.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 1 LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 10 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 11 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 12 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 13 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 14 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 15 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 16 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 17 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 18 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 2 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 3 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 4 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 5 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 6 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 7 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 8 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP HoldCo 9 LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
EGP Magdalena Solar SA de Cv	Mexico City	Mexico	100.00	MXN	Renewables	Line-by-line	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
EGP Nevada Power LLC	Wilmington	USA	-	USD	Renewables	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGP Salt Wells Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGP San Leandro Microgrid I LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
EGP Solar 1 LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	EGPNA REP Solar Holdings LLC	100.00%	100.00%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Stillwater LLC	100.00%	100.00%
EGP Stillwater Solar Pv II LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100.00%	100.00%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Padoma Wind Power LLC	100.00%	100.00%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power North America Development LLC	100.00%	100.00%
EGPNA Hydro Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGPNA Preferred Holdings II LLC	Wilmington	USA	-	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGPNA Project HoldCo 1 LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGPNA Project HoldCo 2 LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGPNA Project HoldCo 3 LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGPNA Project HoldCo 4 LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGPNA Project HoldCo 5 LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGPNA Project HoldCo 6 LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGPNA Project HoldCo 7 LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Wilmington	USA	-	USD	Joint Venture	Equity	EGPNA REP Holdings LLC	20.00%	20.00%
EGPNA REP Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGPNA REP Hydro Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Holding	Equity	EGPNA REP Holdings LLC	50.00%	50.00%
EGPNA REP Solar Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100.00%	20.00%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100.00%	20.00%
EI Dorado Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
EI Paso Solar SAS ESP	Bogotá	Colombia	91,694,000.00	COP	Electricity generation	Line-by-line	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100.00%	100.00%
Elcogas SA in liquidation	Puertollano (Ciudad Real)	Spain	809,690.40	EUR	Electricity sale	Equity	Endesa Generación SA Enel SpA	40.99% 4.32%	33.05%
Elcomex Solar Energy Srl	Bucharest	Romania	4,590,000.00	RON	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100.00% 0.00%	100.00%
Elecgas SA	Pego	Portugal	50,000.00	EUR	Electricity sale combined cycle	Equity	Endesa Generación Portugal SA	50.00%	35.05%
Electra Capital (Rf) (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	10,000,000.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60.00%	60.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Eléctrica de Jafre SA	Gerona	Spain	165,876.00	EUR	Electricity distribution and sale	Line-by-line	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal) Hidroeléctrica de Catalunya SL	52.54% 47.46%	70.10%
Eléctrica de Lijar SI	Cadiz	Spain	1,081,821.79	EUR	Electricity transmission and distribution	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50.00%	35.05%
Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	Spain	500,000.00	EUR	Electricity supply	Line-by-line	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100.00%	70.10%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadiz	Spain	4,960,246.40	EUR	Electricity distribution and sale	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50.00%	35.05%
Electrometalúrgica del Ebro SL	Barcelona	Spain	2,906,862.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	-	Enel Green Power España SL	0.18%	0.12%
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	Barueri	Brazil	3,079,524,934.33	BRL	Electricity distribution	Line-by-line	Enel Brasil SA	100.00%	57.26%
Elini	Antwerp	Belgium	31,855,683.05	EUR	Insurance	-	Slovenské elektrárne AS	4.26%	1.41%
Elk Creek Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Emerging Networks Latam Inc.	Wilmington	USA	100.00	USD	-	Equity	Ifx Networks Ltd	100.00%	20.60%
Emerging Networks Panama SA	Panama City	Republic of Panama	1,000.00	USD	-	Equity	Ifx/eni- Spc Panama Inc.	100.00%	20.60%
Emgesa SA ESP	Bogotá	Colombia	655,222,312,800.00	COP	Electricity generation and sale	Line-by-line	Enel Américas SA	48.48%	27.76%
Emintegral Cycle SLU	Seville	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	Spain	18,030,000.00	EUR	Mining	Line-by-line	Endesa Generación SA	100.00%	70.10%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SA (Sociedad Unipersonal)	Ceuta	Spain	9,335,000.00	EUR	Electricity distribution	Line-by-line	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100.00%	67.50%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	Ceuta	Spain	16,562,250.00	EUR	Holding	Line-by-line	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	96.29%	67.50%
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos SA	San Miguel	Peru	7,928,044.00	SOL	Electricity generation, transmission, distribution purchase and sale	Line-by-line	Enel Green Power Perú SAC Energética Monzón SAC	100.00% 0.00%	100.00%
Empresa de Generación Eléctrica Marcona SAC	San Miguel	Peru	3,368,424.00	SOL	Electricity generation, transmission, distribution purchase and sale	Line-by-line	Enel Green Power Perú SAC Energética Monzón SAC	100.00% 0.00%	100.00%
Empresa de Transmisión Chena SA	Santiago	Chile	250,428,941.00	CLP	Electricity transmission	Line-by-line	Empresa Eléctrica de Colina Ltda Enel Distribución Chile SA	0.10% 99.90%	61.36%
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	Argentina	898,585,028.00	ARS	Electricity distribution and sale	Line-by-line	Distrielec Inversora SA Enel Argentina SA	56.36% 43.10%	41.30%
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Chile	82,222,000.00	CLP	Electricity generation, transmission and distribution	Line-by-line	Enel Chile SA Enel Distribución Chile SA	0.00% 100.00%	61.36%
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Chile	48,038,937.00	CLP	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Chile SA Enel Green Power Chile Ltda	0.04% 99.96%	61.93%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Chile	175,774,920,733.00	CLP	Electricity generation, transmission and distribution	Line-by-line	Enel Generación Chile SA	92.65%	53.67%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Chile	12,647,789,439.24	CLP	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Chile Ltda	51.00%	31.58%
Empresa Propietaria de La Red SA	Panama City	Panama	58,500,000.00	USD	Electricity transmission and distribution	-	Enel SpA	11.11%	11.11%
Endesa Capital SA	Madrid	Spain	60,200.00	EUR	Finance	Line-by-line	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Comercialização de Energia SA	Porto	Portugal	250,000.00	EUR	Electricity generation and sale	Line-by-line	Endesa Energia SA	100.00%	70.10%
Endesa Energía Renovable SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spain	100,000.00	EUR	Electricity supply	Line-by-line	Endesa Energia SA	100.00%	70.10%
Endesa Energía SA	Madrid	Spain	14,919,195.32	EUR	Marketing of energy products	Line-by-line	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spain	4,621,003,006.00	EUR	Finance	Line-by-line	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Generación II SA	Seville	Spain	63,107.00	EUR	Electricity sale	Line-by-line	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Generación Nuclear SA	Seville	Spain	60,000.00	EUR	Subholding company in the nuclear sector	Line-by-line	Endesa Generación SA	100.00%	70.10%
Endesa Generación Portugal SA	Lisbon	Portugal	50,000.00	EUR	Electricity sale	Line-by-line	Endesa Energia SA Endesa Generación SA Enel Green Power España SL	0.20% 99.20% 0.60%	70.10%
Endesa Generación SA	Seville	Spain	1,940,379,735.35	EUR	Electricity generation and sale	Line-by-line	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Ingeniería SLU	Seville	Spain	1,000,000.00	EUR	Consulting and engineering services	Line-by-line	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100.00%	70.10%
Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spain	89,999,790.00	EUR	Services	Line-by-line	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Madrid	Spain	10,138,580.00	EUR	Services	Line-by-line	Endesa Energia SA	100.00%	70.10%
Endesa Power Trading Ltd	London	United Kingdom	2.00	GBP	Trading	Line-by-line	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spain	719,901,723.26	EUR	Electricity distribution	Line-by-line	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa SA	Madrid	Spain	1,270,502,540.40	EUR	Holding	Line-by-line	Enel Iberia SLU	70.10%	70.10%
Endesa Soluciones SLU	Madrid	Spain	3,000.00	EUR	Marketing of energy products	Line-by-line	Endesa Energia SA	100.00%	70.10%
Endesa X SA (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spain	60,000.00	EUR	Services	Line-by-line	Endesa SA	100.00%	70.10%
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary	Canada	16,251,021.00	CAD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Canada Inc.	100.00%	100.00%
Enel Américas SA	Santiago	Chile	9,783,875,314.43	USD	Holding. Electricity generation and distribution	Line-by-line	Enel SpA	57.26%	57.26%
Enel And Shikun & Binui Innovation Infralab Ltd	Airport City	Israel	38,000.00	ILS	Legal services	Equity	Enel Global Infrastructure And Networks Srl	50.00%	50.00%
Enel Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	2,297,711,908.00	ARS	Holding	Line-by-line	Enel Américas SA Enel Generación Chile SA	99.92% 0.08%	57.26%
Enel Bella Energy Storage LLC	Delaware	USA	-	USD	Renewable energy	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Brasil SA	Niterói	Brazil	16,158,210,421.21	BRL	Holding	Line-by-line	Enel Américas SA Enel Brasil SA	99.16% 0.84%	57.26%
Enel Chile SA	Santiago	Chile	3,882,103,470,184.00	CLP	Holding. Electricity generation and distribution	Line-by-line	Enel SpA	61.93%	61.93%
Enel CIEN SA	Niterói	Brazil	285,044,682.00	BRL	Electricity generation, transmission and distribution	Line-by-line	Enel Brasil SA	100.00%	57.26%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Enel Cove Fort LLC	Beaver	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Geothermal LLC	100.00%	100.00%
Enel Distribución Chile SA	Santiago	Chile	230,137,979,938.00	CLP	Holding. Electricity distribution	Line-by-line	Enel Chile SA	99.09%	61.36%
Enel Distribución Perú SAA	San Miguel	Peru	638,563,900.00	SOL	Electricity distribution and sale	Line-by-line	Enel Perú SAC	83.15%	47.61%
Enel Energia SpA	Rome	Italy	302,039.00	EUR	Gas and electricity sale	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Energia SA de Cv	Mexico City	Mexico	25,000,100.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Energie Muntenia SA	Bucharest	Romania	37,004,350.00	RON	Electricity sale	Line-by-line	Enel SpA	78.00%	78.00%
Enel Energie SA	Bucharest	Romania	140,000,000.00	RON	Electricity sale	Line-by-line	Enel SpA	51.00%	51.00%
Enel Energy Australia (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100.00	AUD	Electricity sale	Line-by-line	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Enel Energy South Africa	Wilmington	Republic of South Africa	100.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	Andover	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Enel Finance America LLC	Wilmington	USA	200,000,000.00	USD	Finance	Line-by-line	Enel Holding Finance Srl	100.00%	100.00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	Netherlands	1,478,810,371.00	EUR	Finance	Line-by-line	Enel Holding Finance Srl Enel SpA	75.00% 25.00%	100.00%
Enel Fortuna SA	Panama City	Panama	100,000,000.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Panamá Srl	50.06%	50.06%
Enel Generación Chile SA	Santiago	Chile	552,777,320,871.00	CLP	Electricity generation, transmission and distribution	Line-by-line	Enel Chile SA	93.55%	57.93%
Enel Generación Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701,988,378.00	ARS	Electricity generation and sale	Line-by-line	Enel Argentina SA	75.68%	43.34%
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298,584,050.00	ARS	Electricity generation and sale	Line-by-line	Enel Argentina SA Hidroinvest SA	8.67% 59.00%	37.64%
Enel Generación Perú SAA	San Miguel	Peru	2,498,101,267.20	SOL	Electricity generation	Line-by-line	Enel Perú SAC	83.60%	47.87%
Enel Generación Piura SA	San Miguel	Peru	73,982,594.00	SOL	Electricity generation	Line-by-line	Enel Perú SAC	96.50%	55.26%
Enel Generación SA de Cv	Mexico City	Mexico	7,100,100.00	MXN	Electricity generation	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Geothermal LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	Rome	Italy	10,100,000.00	EUR	Metering, remote control and connectivity services via power line communication	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Global Services Srl	Rome	Italy	10,000.00	EUR	Engineering and consulting services	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Global Thermal Generation Srl	Rome	Italy	11,000,000.00	EUR	Business consulting, administrative and management consulting and corporate planning	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Global Trading SpA	Rome	Italy	90,885,000.00	EUR	Fuel trading and logistics	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Newfoundland and Labrador Inc.	Newfoundland	Canada	1,000.00	CAD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REPWind Holdings LLC	100.00%	20.00%
Enel Green Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	82,534,295.00	ARS	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99.24% 0.76%	100.00%
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100.00	AUD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Australia Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	100.00	AUD	Renewables	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Niterói	Brazil	122,952,830.00	BRL	Wind plants	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Niterói	Brazil	7,161,724,678.00	BRL	Holding	Line-by-line	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	35,231,000.00	BGN	Plant construction operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100.00	AUD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Enel Green Power Bungala Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Renewables	Line-by-line	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Niterói	Brazil	270,114,539.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Cachoeira Dourada	Brazil	64,339,835.85	BRL	Electricity generation and sale	Line-by-line	Enel Brasil SA Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	99.61% 0.15%	57.12%
Enel Green Power Calabria Srl	Rome	Italy	10,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal	Canada	85,681,857.00	CAD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	Chile	842,086,000.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Chile SA Enel SpA	99.99% 0.01%	61.93%
Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100.00	AUD	Holding	Line-by-line	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Enel Green Power Cohuna Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Renewables	Line-by-line	Enel Green Power Australia Trust	100.00%	100.00%
Enel Green Power Colombia SAS ESP	Bogotá	Colombia	3,387,243,000.00	COP	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Costa Rica SA	San José	Costa Rica	27,500,000.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Energía y Servicios South America SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Cove Fort Solar LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	-	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Green Power Cremsow GmbH & Co. Kg	Schenkenberg	Germany	1,000.00	EUR	Plant construction, operation	Line-by-line	Enel Green Power Germany GmbH	90.00%	90.00%
Enel Green Power Cremsow Verwaltungs GmbH	Schenkenberg	Germany	25,000.00	EUR	Business services	Line-by-line	Enel Green Power Germany GmbH	90.00%	90.00%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Niterói	Brazil	144,784,899.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Cristal Eólica SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.17% 0.83%	100.00%
Enel Green Power Cumaru 01 SA	Niterói	Brazil	100,001,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Cumaru 02 SA	Niterói	Brazil	100,001,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Cumaru 03 SA	Niterói	Brazil	100,001,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Cumaru 04 SA	Niterói	Brazil	100,001,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Cumaru 05 SA	Niterói	Brazil	100,001,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Cumaru 07 SA	Niterói	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Cumaru 6 SA	Niterói	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Cumaru Participações SA	Niterói	Brazil	1,000.00	BRL	Holding	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Niterói	Brazil	83,709,003.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.16% 0.84%	100.00%
Enel Green Power del Sur SpA	Santiago	Chile	355,605,313.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Chile SA Enel Green Power Chile Ltda	0.00% 100.00%	61.93%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Niterói	Brazil	549,062,483.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Niterói	Brazil	93,538,826.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Niterói	Brazil	39,558,322.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Niterói	Brazil	113,170,233.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Niterói	Brazil	115,923,464.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Niterói	Brazil	33,474,258.38	BRL	Plant construction Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Energía y Servicios South America SpA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Development Srl	Rome	Italy	20,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Diamond Vista Holdings LLC	100.00%	100.00%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Niterói	Brazil	130,354,009.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Egypt SAE	Cairo	Egypt	250,000.00	EGP	Management, operation and maintenance of all types of generation plant and their distribution grids	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership	Calgary	Canada	1,000.00	CAD	Holding	Line-by-line	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	1.00% 99.00%	100.00%
Enel Green Power El Salvador SA de Cv (in liquidation)	-	El Salvador	-	SVC	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Niterói	Brazil	150,191,530.00	BRL	W	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Emiliana Eólica SA	98.93% 1.07%	100.00%
Enel Green Power España SL	Seville	Spain	11,152.74	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Endesa Generación SA	100.00%	70.10%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Niterói	Brazil	129,418,174.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.14% 0.86%	100.00%
Enel Green Power Fazenda SA	Niterói	Brazil	264,141,174.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA	Niterói	Brazil	121,001,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA	Niterói	Brazil	121,001,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Germany GmbH	Munich	Germany	25,000.00	EUR	Electricity generation and sale	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Gargarre Holdings (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100.00	AUD	Renewables	Line-by-line	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Enel Green Power Global Investment BV	Amsterdam	Netherlands	10,000.00	EUR	Holding	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Guatemala SA	Guatemala City	Guatemala	10,000,000.00	GTQ	Holding	Line-by-line	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership	-	Canada	1,000.00	CAD	Holding	Line-by-line	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	1.00% 99.00%	100.00%
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Greece	8,170,350.00	EUR	Holding. Energy services	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Hellas Supply SA	Maroussi	Greece	600,000.00	EUR	Electricity generation, transport, sale and trading	Line-by-line	Enel Green Power Hellas SA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	Maroussi	Greece	106,599,641.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Hellas SA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (formerly Hilltopper Wind Power LLC)	Dover	USA	1.00	USD	Operator Wind	Line-by-line	Hilltopper Wind Holdings LLC	100.00%	100.00%
Enel Green Power Horizonte Mp Solar SA	Niterói	Brazil	451,566,053.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.01% 99.99%	100.00%
Enel Green Power India Private Limited (formerly BLP Energy Private Limited)	New Delhi	India	100,000,000.00	INR	Holding	Line-by-line	Enel Green Power Development Srl	100.00%	100.00%
Enel Green Power Italia Srl	Rome	Italy	10,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Niterói	Brazil	199,552,644.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Bondia Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.09% 99.91%	100.00%
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Niterói	Brazil	219,235,933.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Bondia Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Niterói	Brazil	407,279,143.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Bondia Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Green Power Joana Eólica SA	Niterói	Brazil	135,459,530.00	BRL	Wind plants	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98.89% 1.11%	100.00%
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	Kenya	100,000.00	KES	Plant construction - Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd Enel Green Power SpA	1.00% 99.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Green Power Lagedo Alto SA	Niterói	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Lagoa Participações SA (formerly Enel Green Power Projetos 45 SA)	Niterói	Brazil	1,000.00	BRL	Holding	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Niterói	Brazil	90,722,530.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.20% 0.80%	100.00%
Enel Green Power Metehara Solar Privrate Limited Company	-	Ethiopia	5,600,000.00	ETB	Plant development, and construction	Line-by-line	Enel Green Power Solar Metehara SpA	80.00%	80.00%
Enel Green Power México S de RL de Cv	Mexico City	Mexico	2,399,774,165.00	MXN	Holding	Line-by-line	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Niterói	Brazil	132,642,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Niterói	Brazil	117,142,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Morocco SARLAU	Casablanca	Morocco	170,000,000.00	MAD	Plant development, design, construction and operation	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA	Niterói	Brazil	408,441,942.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA	Niterói	Brazil	355,361,942.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Mourão SA	Niterói	Brazil	25,600,100.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	Namibia	10,000.00	NAD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power North America Inc.	Andover	USA	-	USD	Electricity generation, transport, sale and trading	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Enel Green Power O&M Solar LLC	Andover	USA	-	USD	Plant maintenance	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Enel Green Power Panamá Srl	Panama City	Panama	3,001.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99.97% 0.03%	100.00%
Enel Green Power Paranapanema SA	Niterói	Brazil	123,350,100.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Rome	Italy	10,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Niterói	Brazil	127,424,000.00	BRL	Wind plants	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	98.79% 1.21%	100.00%
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Niterói	Brazil	189,519,527.57	BRL	Wind plants	Line-by-line	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	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Niterói	Brazil	143,674,900.01	BRL	Wind plants	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Green Power Puglia Srl	Rome	Italy	1,000,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power RA SAE (in liquidation)	Cairo	Egypt	15,000,000.00	EGP	Design, decision, operation and maintenance of generation plants of all types and their distribution grids	Line-by-line	Enel Green Power Egypt SAE	100.00%	100.00%
Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (formerly Rattlesnake Creek Wind Project LLC)	Delaware	USA	1.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Rattlesnake Creek Holdings LLC	100.00%	100.00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Andover	USA	-	USD	Holding. Electricity generation and distribution	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC	Dover	USA	100.00	USD	Renewables	Line-by-line	Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100.00%	100.00%
Enel Green Power Romania Srl	Bucharest	Romania	2,430,631,000.00	RON	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	1,000.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Development Srl	100.00%	100.00%
Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	120.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Enel Green Power Rus Limited Liability Company	Moscow	Russian Federation	60,500,000.00	RUB	Renewables	Line-by-line	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power SpA	1.00% 99.00%	100.00%
Enel Green Power SpA	Rome	Italy	272,000,000	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Salto Apicás SA (formerly Enel Green Power Damascena Eólica SA)	Niterói	Brazil	274,420,832.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power Sannio	Rome	Italy	750,000.00	EUR	Electricity generation	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Niterói	Brazil	115,513,587.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (formerly Enel Green Power Projetos 42 SA)	Teresina	Brazil	30,001,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 08 SA (formerly Enel Green Power Projetos 43 SA)	Teresina	Brazil	30,001,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 1 SA (formerly Enel Green Power Projetos 10)	Teresina	Brazil	147676,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 10 SA (formerly Enel Green Power Projetos 15)	Teresina	Brazil	162,000,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 11 SA (formerly Enel Green Power Projetos 44 SA)	Teresina	Brazil	30,001,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 12 SA (formerly Enel Green Power Projetos 22 SA)	Teresina	Brazil	30,001,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 13 SA	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.10% 99.90%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 14	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.89% 0.11%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 15	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.89% 0.11%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 16 SA	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.10% 99.90%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 17 SA	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 18 SA (formerly Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13 SA)	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Green Power São Gonçalo 19 SA	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 2 SA (formerly Enel Green Power Projetos 11)	Teresina	Brazil	162,676,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 20 SA	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 21 SA (formerly Enel Green Power Projetos 16)	Teresina	Brazil	162,000,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 22 SA (formerly Enel Green Power Projetos 30)	Teresina	Brazil	162,000,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 3 SA (formerly Enel Green Power Projetos 12)	Teresina	Brazil	142,676,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 4 SA (formerly Enel Green Power Projetos 13)	Teresina	Brazil	162,676,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 5 SA (formerly Enel Green Power Projetos 14)	Teresina	Brazil	162,676,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 6 SA (formerly Enel Green Power Projetos 19 SA)	Teresina	Brazil	14,976,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo 9 SA	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0.10% 99.90%	100.00%
Enel Green Power São Gonçalo Participações SA (formerly Enel Green Power Projetos 46 SA)	Niterói	Brazil	1,000.00	BRL	Holding	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Niterói	Brazil	143,674,900.00	BRL	Wind plants	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Green Power Services LLC	Wilmington	USA	100.00	USD	-	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Enel Green Power Shu SAE (in liquidation)	Cairo	Egypt	15,000,000.00	EGP	Design, decision, operation and maintenance of generation plants of all types and their distribution grids	Line-by-line	Enel Green Power Egypt SAE	100.00%	100.00%
Enel Green Power Singapore Pte Ltd	Singapore	Singapore	1,300,000.00	SGD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Solar Energy Srl	Rome	Italy	10,000.00	EUR	Plant development, design, construction and operation	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Green Power Solar Metehara SpA	Rome	Italy	50,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Solar Ngonye SpA (formerly Enel Green Power Africa Srl)	Rome	Italy	50,000.00	EUR	Electricity sale	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Niterói	Brazil	91,634,360.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98.84% 1.16%	100.00%
Enel Green Power Tefnut SAE (in liquidation)	Cairo	Egypt	15,000,000.00	EGP	Design, decision, operation and maintenance of generation plants of all types and their distribution grids	Line-by-line	Enel Green Power Egypt SAE	100.00%	100.00%
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi	Istanbul	Turkey	65,654,658.00	TRY	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA	Teresina	Brazil	132,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA (formerly Enel Green Power Projetos 21)	Teresina	Brazil	171,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 SA (formerly Enel Green Power Projetos 23)	Teresina	Brazil	185,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 SA (formerly Enel Green Power Projetos 24)	Teresina	Brazil	178,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 SA (formerly Enel Green Power Projetos 25)	Teresina	Brazil	182,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 SA (formerly Enel Green Power Projetos 26)	Teresina	Brazil	198,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA (formerly Enel Green Power Projetos 27)	Teresina	Brazil	126,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 SA	Teresina	Brazil	249,650,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA (formerly Enel Green Power Projetos 28)	Teresina	Brazil	126,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA (formerly Enel Green Power Projetos 29)	Teresina	Brazil	113,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA (formerly Enel Green Power Projetos 4)	Teresina	Brazil	132,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA (formerly Enel Green Power Projetos 6)	Teresina	Brazil	132,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA (formerly Enel Green Power Projetos 7)	Teresina	Brazil	132,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA (formerly Enel Green Power Projetos 8)	Teresina	Brazil	132,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA (formerly Enel Green Power Projetos 9)	Teresina	Brazil	106,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA (formerly Enel Green Power Projetos 18)	Teresina	Brazil	132,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA (formerly Enel Green Power Projetos 20)	Teresina	Brazil	185,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 12 (formerly Enel Green Power Projetos 36)	Teresina	Brazil	105,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 13 SA (formerly Enel Green Power Projetos 17 SA)	Teresina	Brazil	105,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 16 SA (formerly Enel Green Power Projetos 38 SA)	Teresina	Brazil	105,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 18 SA (formerly Enel Green Power Projetos 47 SA)	Teresina	Brazil	105,001,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA (formerly Enel Green Power Projetos 34 SA)	Niterói	Brazil	110,200,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA (formerly Enel Green Power Fonte dos Ventos 1 SA)	Niterói	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 (formerly Enel Green Power Projetos 33 SA)	Niterói	Brazil	147,000,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 SA	Niterói	Brazil	202,100,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA (formerly Enel Green Power Projetos 35 SA)	Niterói	Brazil	183,700,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 SA (formerly Enel Green Power Projetos 31 SA)	Niterói	Brazil	183,700,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA (formerly Enel Green Power Projetos 37 SA)	Niterói	Brazil	202,100,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA (formerly Enel Green Power Projetos 39 SA)	Niterói	Brazil	202,100,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA (formerly Enel Green Power Projetos 40 SA)	Niterói	Brazil	110,200,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (formerly Enel Green Power Projetos 41 SA)	Niterói	Brazil	202,100,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (formerly Enel Green Power Projetos 41 SA)	100.00% 0.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA	Niterói	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA (formerly Enel Green Power Cumaru 06 SA)	Niterói	Brazil	1,000.00	BRL	Holding	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA	Teresina	Brazil	138,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA	Teresina	Brazil	138,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA	Teresina	Brazil	138,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA	Teresina	Brazil	138,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA	Teresina	Brazil	138,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 16 SA	Teresina	Brazil	138,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA	Teresina	Brazil	138,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA	Teresina	Brazil	1,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99.90% 0.10%	100.00%
Enel Green Power Villoresi Srl	Rome	Italy	1,200,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	51.00%	51.00%
Enel Green Power Volta Grande SA (formerly Enel Green Power Projetos 1 SA)	Niterói	Brazil	565,756,528.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Brasil SA	100.00%	57.26%
Enel Green Power Zambia Limited	Lusaka	Zambia	15,000.00	ZMW	Electricity sale	Line-by-line	Enel Green Power Development Srl Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	1.00% 99.00%	100.00%
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA	Niterói	Brazil	140,001,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Holding Finance Srl	Rome	Italy	10,000.00	EUR	Holding	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Iberia SLU	Madrid	Spain	336,142,500.00	EUR	Holding	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Innovation Hubs Srl	Rome	Italy	1,100,000.00	EUR	Civil and mechanical engineering, water systems	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Insurance NV	Amsterdam	Netherlands	60,000.00	EUR	Reassurance	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Netherlands	1,000,000.00	EUR	Holding	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Italia SpA	Rome	Italy	50,100,000.00	EUR	Personnel administration activities, information technology, real estate and business services	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Kansas LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Enel Minnesota Holdings LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	EGP Geronimo Holding Company Inc.	100.00%	100.00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Enel North America Inc.	Andover	USA	50.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Enel Operations Canada Ltd	Calgary	Canada	1,000.00	CAD	-	Line-by-line	Enel Green Power Canada Inc.	100.00%	100.00%
Enel Perú SAC	San Miguel	Peru	5,361,789,105.00	SOL	Holding	Line-by-line	Enel Américas SA	100.00%	57.26%
Enel Produzione SpA	Rome	Italy	1,800,000,000.00	EUR	Electricity sale	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Rinnovabile SA de Cv	Mexico City	Mexico	100.00	MXN	Electricity generation	Line-by-line	Enel Green Power Global Investment BV Hidroelectricidad del Pacifico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Dover	USA	100.00	USD	Renewables	Line-by-line	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100.00%	100.00%
Enel Romania SA	Buftea	Romania	200,000.00	RON	Business services	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel Rus Wind Azov LLC	Moscow	Russian Federation	200,000,000.00	RUB	Renewables	Line-by-line	Enel Russia PJSC	100.00%	56.43%
Enel Rus Wind Generation LLC	Moscow	Russian Federation	350,000.00	RUB	Energy services	Line-by-line	Enel Russia PJSC	100.00%	56.43%
Enel Rus Wind Kola LLC	Murmansk City	Russian Federation	10,000.00	RUB	Renewables	Line-by-line	Enel Russia PJSC	100.00%	56.43%
Enel Russia PJSC	Yekaterinburg	Russian Federation	35,371,898,370.00	RUB	Electricity sale	Line-by-line	Enel SpA	56.43%	56.43%
Enel Salt Wells LLC	Fallon	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Geothermal LLC	100.00%	100.00%
Enel Saudi Arabia Limited	Al Khobar	Saudi Arabia	1,000,000.00	SAR	Management of activities associated with participation in tenders called by the SEC for the development of smart metering and grid automation	Line-by-line	e-distribuzione SpA	60.00%	60.00%
Enel Servicii Comune SA	Bucharest	Romania	33,000,000.00	RON	Energy services	Line-by-line	E-Distributie Banat SA E-Distributie Dobrogea SA	50.00% 50.00%	51.00%
Enel Solar Srl	Panama City	Panama	10,100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Panamá Srl Energía y Servicios South America SpA	99.01% 0.99%	100.00%
Enel Sole Srl	Rome	Italy	4,600,000.00	EUR	Public lighting systems and services	Line-by-line	Enel X Srl	100.00%	100.00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Niterói	Brazil	42,863,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Soluções Energéticas Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Stillwater LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Geothermal LLC	100.00%	100.00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Enel Tecnologia de Redes SA	Niterói	Brazil	10,000.00	BRL	Electricity generation, transmission, distribution, purchase and sale	Line-by-line	Enel Brasil SA	100.00%	57.26%
Enel Texkan Inc.	Wilmington	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Power Inc.	100.00%	100.00%
Enel Trade doo in liquidation	Zagreb	Croatia	2,240,000.00	HRK	Electricity trading	Line-by-line	Enel Global Trading SpA	100.00%	100.00%
Enel Trade Romania Srl	Bucharest	Romania	21,250,000.00	RON	Electricity sourcing and trading	Line-by-line	Enel Energie Muntenia SA	100.00%	78.00%
Enel Trade Serbia doo	Beograd	Serbia	300,000.00	EUR	Electricity trading	Line-by-line	Enel Global Trading SpA	100.00%	100.00%
Enel Trading Argentina Srl	Buenos Aires	Argentina	14,011,100.00	ARS	Electricity trading	Line-by-line	Enel Américas SA Enel Argentina SA	55.00% 45.00%	57.26%
Enel Trading Brasil SA	Niterói	Brazil	1,000,000.00	BRL	Electricity generation, transmission, distribution, purchase and sale	Line-by-line	Enel Brasil SA	100.00%	57.26%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel Trading North America LLC	Wilmington	USA	10,000,000.00	USD	Trading	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Enel X Argentina SAU	Buenos Aires	Argentina	127,800,000.00	ARS	Marketing and energy-related services	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	Melbourne	Australia	2,324,698.00	AUD	Renewable energy	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Enel X Australia (Pty) Ltd	Melbourne	Australia	9,880.00	AUD	Renewable energy	Line-by-line	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Enel X Battery Storage Limited Partnership	Vancouver	Canada	10,000.00	CAD	-	Line-by-line	Enel X Canada Holding Inc. Enel X Canada Ltd	0.01% 99.99%	100.00%
Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda	Sorocaba	Brazil	117,240.00	BRL	Renewable energy	Line-by-line	Enel X Ireland Limited EnerNOC Uk II Limited	0.00% 100.00%	100.00%
Enel X Brasil SA	Niterói	Brazil	97,313,600.00	BRL	Electricity	Line-by-line	Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA Enel Brasil SA	0.00% 100.00%	57.26%
Enel X Canada Holding Inc.	Vancouver	Canada	1,000.00	CAD	Holding	Line-by-line	Enel X Canada Ltd	100.00%	100.00%
Enel X Canada Ltd	Mississauga	Canada	1,000.00	CAD	Renewable energy	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Enel X Chile SpA	Santiago	Chile	3,800,000,000.00	CLP	Services	Line-by-line	Enel Chile SA	100.00%	61.93%
Enel X College Ave. Project LLC	Boston	USA	-	USD	Holding	Line-by-line	Enel X MA Holdings LLC	100.00%	100.00%
Enel X Colombia SAS	Bogotá	Colombia	5,000,000,000.00	COP	Installation, maintenance and repair of electronic plant	Line-by-line	Codensa SA ESP	100.00%	27.66%
Enel X Energy (Shanghai) Co. Ltd	Shanghai	China	3,500,000.00	USD	Electric mobility	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Enel X Federal LLC	Lutherville	USA	5,000.00	USD	Renewable energy	Line-by-line	Enel X North America Inc.	100.00%	100.00%
Enel X Finance Partner LLC	Lutherville	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel X North America Inc.	100.00%	100.00%
Enel X Financial Services Srl	Rome	Italy	1,000,000.00	EUR	Services	Line-by-line	Enel X Srl	100.00%	100.00%
Enel X France SAS	Paris	France	1,000.00	EUR	-	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Enel X Hayden Rowe St. Project LLC	Boston	USA	-	USD	Holding	Line-by-line	Enel X Finance Partner LLC	100.00%	100.00%
Enel X International Srl	Rome	Italy	100,000.00	EUR	Holding	Line-by-line	Enel X Srl	100.00%	100.00%
Enel X Ireland Limited	Dublin	Ireland	100,000.00	EUR	Renewable energy	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Enel X Italia SpA	Rome	Italy	200,000.00	EUR	Energy services	Line-by-line	Enel X Srl	100.00%	100.00%
Enel X Japan K.K.	Tokyo	Japan	165,000,000.00	JPY	Renewable energy	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Enel X Korea Limited	Seoul	Korea del Sud	1,200,000,000.00	KRW	Renewable energy	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Enel X MA Holdings LLC	Lutherville	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel X Finance Partner LLC	100.00%	100.00%
Enel X Mobility Romania Srl	Bucharest	Romania	937,800.00	RON	Energy services	Line-by-line	Enel X International Srl Enel X Srl	99.00% 1.00%	100.00%
Enel X Mobility Srl	Rome	Italy	100,000.00	EUR	Electric mobility	Line-by-line	Enel X Srl	100.00%	100.00%
Enel X Morrissey Blvd. Project LLC	Lutherville	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel X Finance Partner LLC	100.00%	100.00%
Enel X New Zealand Limited	Wellington	New Zealand	313,606.00	AUD	Renewable energy	Line-by-line	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Enel X North America Inc.	Lutherville	USA	1,000.00	USD	Renewable energy	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enel X Norway AS	Porsgrunn	Norway	1,000,000.00	NOK	Services	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Enel X Perú SAC	San Miguel	Peru	3,005,000.00	SOL	Electric mobility	Line-by-line	Enel Perú SAC	100.00%	57.26%
Enel X Polska Sp. Zo.O.	Warsaw	Poland	5,000.00	PLN	Renewable energy	Line-by-line	Enel X Ireland Limited	100.00%	100.00%
Enel X Romania Srl	Bucharest	Romania	234,450.00	RON	Energy services	Line-by-line	Enel X International Srl Enel X Srl	99.00% 1.00%	100.00%
Enel X Rus LLC	Moscow	Russian Federation	8,000,000.00	RUB	-	Line-by-line	Enel X International Srl	99.00%	99.00%
Enel X Srl	Rome	Italy	1,050,000.00	EUR	Holding. Energy services	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Enel X Services India Private Limited	Mumbai City	India	45,000.00	INR	Engineering and consulting services	Line-by-line	Enel X International Srl Enel X North America Inc.	100.00% 0.00%	100.00%
Enel X Singapore Pte Ltd	Singapore	Singapore	199,999.00	EUR	Energy services	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Enel X Taiwan Co. Ltd	Taipei City	Taiwan	65,000,000.00	TWD	Renewable energy	Line-by-line	Enel X Ireland Limited	100.00%	100.00%
Enel X Uk Limited	London	United Kingdom	10,001.00	GBP	Renewable energy	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Enel.si Srl	Rome	Italy	5,000,000.00	EUR	Plant engineering and energy services	Line-by-line	Enel X Srl	100.00%	100.00%
Enelco SA	Maroussi	Greece	60,108.80	EUR	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Investment Holding BV	75.00%	75.00%
Enelpower Contractor And Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	Saudi Arabia	5,000,000.00	SAR	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enelpower SpA	51.00%	51.00%
Enelpower do Brasil Ltda	Niterói	Brazil	5,068,000.00	BRL	Electrical engineering	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Energía y Servicios South America SpA	100.00% 0.00%	100.00%
Enelpower SpA	Milan	Italy	2,000,000.00	EUR	Design, development and maintenance of engineering plants	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Energética Monzón SAC	San Miguel	Peru	6,463,000.00	SOL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Perú SAC Enel Green Power Perú SAC Energía y Servicios South America SpA	0.01% 99.99% 0.00%	99.99%
Energía Ceuta XXI Comercializadora De Referencia SA	Ceuta	Spain	65,000.00	EUR	Electricity supply	Line-by-line	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100.00%	67.50%
Energía Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	Spain	-	EUR	Electricity generation and supply	Line-by-line	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100.00%	70.10%
Energía Eólica Alto del Llano SLU	Madrid	Spain	3,300.00	EUR	Renewable	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Energía Eolica Srl - EN.EO. Srl	Rome	Italy	4,840,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Mexico City	Mexico	50,000.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	99.00%	99.00%
Energía Global Operaciones Srl	San José	Costa Rica	10,000.00	CRC	Marketing and electricity-related services	Line-by-line	Enel Green Power Costa Rica SA	100.00%	100.00%
Energía Limpia de Amistad SA de Cv	Mexico City	Mexico	33,452,769.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60.80%	20.00%
Energía Limpia de Palo Alto SA de Cv	Mexico City	Mexico	673,583,489.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60.80%	20.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Energía Limpia de Puerto Libertad S de RL de Cv	Mexico City	Mexico	2,953,980.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0.01% 99.99%	100.00%
Energía Marina SpA	Santiago	Chile	2,404,240,000.00	CLP	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Chile Ltda	25.00%	15.48%
Energía Neta Sa Caseta Lluçmajor SL (Sociedad Unipersonal)	Palma de Mallorca	Spain	9,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	Mexico City	Mexico	51,879,307.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	99.90% 0.01%	99.91%
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	Mexico City	Mexico	5,339,650.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	0.04% 99.96%	100.00%
Energía XXI Comercializadora de Referencia SL	Madrid	Spain	2,000,000.00	EUR	Marketing and electricity-related services	Line-by-line	Endesa Energía SA	100.00%	70.10%
Energía y Servicios South America SpA	Santiago	Chile	142,091,084.73	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spain	546,919.10	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	54.95%	38.52%
Energías de Aragón I SL	Zaragoza	Spain	3,200,000.00	EUR	Electricity transmission, distribution and sale	Line-by-line	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100.00%	70.10%
Energías de Graus SL	Barcelona	Spain	1,298,160.00	EUR	Hydroelectric plants	Line-by-line	Enel Green Power España SL	66.67%	46.73%
Energías Especiales de Careón SA	Santiago de Compostela	Spain	270,450.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	77.00%	53.98%
Energías Especiales de Peña Armada SA	Madrid	Spain	963,300.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	80.00%	56.08%
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spain	19,594,860.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spain	1,635,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	50.00%	35.05%
Energías Renovables La Mata SA de Cv	Mexico City	Mexico	656,615,400.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Energie Electrique de Tahaddart SA	Marrakech	Morocco	750,400,000.00	MAD	Combined-cycle generation plants	Equity	Endesa Generación SA	32.00%	22.43%
Energotel AS	Bratislava	Slovakia	2,191,200.00	EUR	Operation of optical fiber network	Equity	Slovenské elektrárne AS	20.00%	6.60%
ENergy Hydro Piave Srl in liquidation	Belluno	Italy	800,000.00	EUR	Electricity purchasing and sale	Line-by-line	Enel Produzione SpA	51.00%	51.00%
Energy Response Holdings (Pty) Ltd	Melbourne	Australia	630,451.00	AUD	Renewable energy	Line-by-line	Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Energy Storage Resources LLC	Houston	USA	10.00	USD	Holding	Equity	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	10.00%	10.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Enerlive Srl	Rome	Italy	6,520,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	MaicorWind Srl	100.00%	100.00%
EnerNOC GmbH	Munich	Germany	25,000.00	EUR	Renewable energy	Line-by-line	Enel X North America Inc.	100.00%	100.00%
EnerNOC Ireland Limited	Dublin	Ireland	100,000.00	EUR	Renewable energy	Line-by-line	Enel X Ireland Limited	100.00%	100.00%
EnerNOC Uk II Limited	London	United Kingdom	21,000.00	GBP	Renewable energy	Line-by-line	Enel X Uk Limited	100.00%	100.00%
Entech (China) Information Technology Co. Ltd	Shenzhen	China	1,500.00	EUR	Renewable energy	Equity	EnerNOC Uk II Limited	50.00%	50.00%
Entech Utility Service Bureau Inc.	Lutherville	USA	1,500.00	USD	Renewable energy	Line-by-line	Enel X North America Inc.	100.00%	100.00%
Envatios Promoción I SLU	Seville	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic systems	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Envatios Promoción II SLU	Seville	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic systems	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Envatios Promoción III SLU	Seville	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic systems	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Envatios Promoción XX SLU	Seville	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic systems	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Eólica del Cierzo SLU	Zaragoza	Spain	225,000.00	EUR	Renewable energy	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Eólica del Principado SAU	Gijón- Asturias	Spain	60,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Eólica Valle del Ebro SA	Zaragoza	Spain	3,561,342.50	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	50.50%	35.40%
Eólica Zopiloapan SA de Cv	Mexico City	Mexico	1,877,201.54	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	56.98% 39.50%	96.48%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spain	240,400.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	80.00%	56.08%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spain	216,360.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	55.00%	38.56%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Puerto del Rosario	Spain	-	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	40.00%	28.04%
Eólicas de la Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	480,930.00	ARS	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	50.00%	35.05%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spain	1,758,000.00	EUR	Electricity generation and distribution	Equity	Enel Green Power España SL	40.00%	28.04%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spain	420,708.40	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	50.00%	35.05%
Eólicas de Tirajana SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spain	3,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	60.00%	42.06%
Eolo Energie Corleone Campofiorito Srl	Rome	Italy	10,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
EPM Eólica Dolores SA de Cv	Mexico City	Mexico	100.00	MXN	Electricity generation, transmission, distribution sale and purchase	Line-by-line	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Empresa Energía SA	Cadiz	Spain	2,500,000.00	EUR	Electricity supply	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50.00%	35.05%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Essex Company LLC	Boston	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
European Energy Exchange AG	Leipzig	Germany	40,050,000.00	EUR	Commodity trading	-	Enel Global Trading SpA	2.33%	2.33%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Zaragoza	Spain	3,505,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	70.00%	49.07%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	Spain	3,230,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	73.60%	51.59%
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA	Zaragoza	Spain	100,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	51.00%	35.75%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Zaragoza	Spain	5,488,500.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	65.00%	45.57%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Zaragoza	Spain	8,046,800.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	90.00%	63.09%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Zaragoza	Spain	4,200,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	90.00%	63.09%
Fenner Wind Holdings LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Finsec Lab Ltd	Tel Aviv	Israel	100.00	ILS	Any legal activity	Equity	Enel X Srl	30.00%	30.00%
Flagpay Srl	Milan	Italy	10,000.00	EUR	Services	Line-by-line	PayTipper SpA	100.00%	55.00%
Flat Rock Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Florence Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA	Maracanaú	Brazil	577,000.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Fotovoltaica Yuncillos SLU	Granada	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic plants	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Fourmile Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Fowler Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Freedom Energy Storage LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	100.00%	100.00%
Front Marítim del Besòs SL	Barcelona	Spain	9,000.00	EUR	Real estate	Equity	Endesa Generación SA	61.37%	43.02%
Fulcrum LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Furatena Solar 1 SLU	Seville	Spain	3,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Galaxy Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Garob Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	100.00	ZAR	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	Spain	213,775,700.00	EUR	Electricity sale	Line-by-line	Endesa Generación SA	100.00%	70.10%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Natural gas transport	Line-by-line	Enel Generación Chile SA	100.00%	57.93%
Gauley Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Gauley River Management LLC	Willison	USA	1.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Gauley River Power Partners LLC	Summersville	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Genability Inc.	San Francisco	USA	6,010,074.72	USD	Energy services	Equity	Enel X North America Inc.	50.00%	50.00%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala City	Guatemala	16,261,697.33	GTQ	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	1.00% 99.00%	100.00%
Generadora Eólica Alto Pacora Srl	Panama City	Panama	10,100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Panamá Srl Energía y Servicios South America SpA	99.01% 0.99%	100.00%
Generadora Montecristo SA	Guatemala City	Guatemala	3,820,000.00	GTQ	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	0.01% 99.99%	100.00%
Generadora Solar Tolé Srl	Panama City	Panama	10,100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Panamá Srl Energía y Servicios South America SpA	99.01% 0.99%	100.00%
Geotérmica del Norte SA	Santiago	Chile	326,577,419,702.00	CLP	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Chile Ltda	84.59%	52.39%
Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	1,000.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
Girgarre Solar Farm (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	-	AUD	Renewables	Line-by-line	Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Global Coal Limited	London	United Kingdom	4,042,375.00	GBP	Coal trading and related activities	-	Enel Global Trading SpA	4.68%	4.68%
Globyte SA	San José	Costa Rica	900,000.00	CRC	Marketing and electricity-related services	-	Enel Green Power Costa Rica SA	10.00%	10.00%
Gnl Chile SA	Santiago	Chile	3,026,160.00	USD	Design and LNG supply	Equity	Enel Generación Chile SA	33.33%	19.31%
Goldcup 18936 AB	Stockholm	Sweden	50,000.00	SEK	Services	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100.00%	20.00%
Goodyear Lake Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Gorona del Viento El Hierro SA	Santa Cruz de Tenerife	Spain	30,936,736.00	EUR	Development and maintenance of El Hierro generation plant	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23.21%	16.27%
Grand Prairie Solar Project LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Seville	Spain	3,006.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Endesa Generación II SA	100.00%	70.10%
Gusty Hill Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucharest	Romania	1,145,400.00	RON	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100.00% 0.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Hadley Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Hamilton County Solar Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Harvest Ridge Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Hastings Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Hatch Data Inc.	San Francisco	USA	10,000.00	USD	Any legal activity	-	Enel X North America Inc.	5.00%	5.00%
Haystack Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Heartland Farms Wind Project LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	-	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Helio Atacama Cinco SpA	Santiago	Chile	1,000,000.00	CLP	Electricity generation, trading and transmission	Line-by-line	Enel Green Power del Sur SpA	100.00%	61.93%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcelona	Spain	126,210.00	EUR	Electricity transmission and distribution	Line-by-line	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100.00%	70.10%
Hidroeléctrica de Oroul SL	Lugo	Spain	1,608,200.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	30.00%	21.03%
Hidroelectricidad del Pacifico S de RL de Cv	Colima	Mexico	30,890,736.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv	99.99%	99.99%
Hidroflamicell SL	Barcelona	Spain	78,120.00	EUR	Electricity distribution and sale	Line-by-line	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75.00%	52.58%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	Argentina	55,312,093.00	ARS	Holding	Line-by-line	Enel Américas SA Enel Argentina SA	41.94% 54.76%	55.37%
Hidromondego - Hidroeléctrica do Mondego Lda	Lisbon	Portugal	3,000.00	EUR	Hydroelectric power	Line-by-line	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	10.00% 90.00%	70.10%
High Lonesome Storage LLC	Andover	USA	1.00	USD	Holding. Electricity sale	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
High Lonesome Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
High Lonesome Wind Power LLC	Boston	USA	100.00	USD	Renewable energy	Line-by-line	High Lonesome Wind Holdings LLC	100.00%	100.00%
High Shoals LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
High Street Corporation (Pty) Ltd	Melbourne	Australia	2.00	AUD	Renewable energy	Line-by-line	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington	USA	3,000.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Hilltopper Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	1,000.00	USD	Renewable energy	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros	Spain	3,500.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	51.00%	35.75%
Hope Creek LLC	Crestview	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Hope Ridge Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Hsubject GmbH	Berlin	Germany	65,943.00	EUR	E-mobility	-	Enel X International Srl	12.50%	12.50%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Hydro Development Group Acquisition LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Hydro Energies Corporation	Willison	USA	5,000.00	USD	Electricity generation from renewable resources	AFS	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Idrosicilia SpA	Milan	Italy	22,520,000.00	EUR	Hydro-electric activities	Equity	Enel SpA	1.00%	1.00%
I-EM SAT Ltd	Didcot, Oxfordshire	United Kingdom	100.00	GBP	ICT	Equity	I-EM Srl	100.00%	30.00%
I-EM Srl	Turin	Italy	28,571.43	EUR	Design and development	Equity	Enel X Srl	30.00%	30.00%
Ifx Networks Argentina Srl	Buenos Aires	Argentina	2,260,551.00	ARS	-	Equity	Ifx/eni- Spc V Inc. Minority Stock Holding Corp.	99.85% 0.15%	20.60%
Ifx Networks Chile SA	Santiago	Chile	5,761,374,444.00	CLP	-	Equity	Ifx/eni- Spc IV Inc. Servicios de Internet Eni Chile Ltda	41.00% 59.00%	20.60%
Ifx Networks Colombia SAS	Bogotá	Colombia	15,734,959,000.00	COP	-	Equity	Ifx Networks Panama SA Ifx/eni- Spc III Inc.	58.33% 41.67%	20.60%
Ifx Networks LLC	Wilmington	USA	80,848,653.00	USD	-	Equity	Ufinet Latam SLU	100.00%	20.60%
Ifx Networks Ltd	Tortola	Virgin Islands	100,000.00	USD	-	Equity	Ifx Networks LLC	100.00%	20.60%
Ifx Networks Panama SA	Panama City	Panama	21,000.00	USD	-	Equity	Ifx/eni- Spc Panama Inc.	100.00%	20.60%
Ifx/eni- Spc III Inc.	Tortola	Virgin Islands	50,000.00	USD	-	Equity	Ifx Networks Ltd	100.00%	20.60%
Ifx/eni- Spc IV Inc.	Tortola	Virgin Islands	50,000.00	USD	-	Equity	Ifx Networks Ltd	100.00%	20.60%
Ifx/eni- Spc Panama Inc.	Tortola	Virgin Islands	50,000.00	USD	-	Equity	Ifx Networks Ltd	100.00%	20.60%
Ifx/eni- Spc V Inc.	Tortola	Virgin Islands	50,000.00	USD	-	Equity	Ifx Networks Ltd	100.00%	20.60%
Inkolan Información y Coordinación de obras AIE	Bilbao	Spain	84,141.68	EUR	Information on infrastructure of Inkolan associates	Equity	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	14.29%	10.01%
International Endesa BV	Amsterdam	Netherlands	15,428,520.00	EUR	Holding	Line-by-line	Endesa SA	100.00%	70.10%
International Multimedia University Srl (in bankruptcy)	Rome	Italy	24,000.00	EUR	Training	-	Enel Italia SpA	13.04%	13.04%
Inversora Codensa SAS	Bogotá	Colombia	5,000,000.00	COP	Electricity transmission and distribution	Line-by-line	Codensa SA ESP	100.00%	27.66%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	828,941,660.00	ARS	Holding	Line-by-line	Enel Américas SA	57.14%	32.72%
Isamu Ikeda Energia SA	Niterói	Brazil	45,474,475.77	BRL	Electricity generation and sale	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	1,000.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Jack River LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Jessica Mills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Juicenet GmbH	Berlin	Germany	25,000.00	EUR	Renewables	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Juicenet Ltd	London	United Kingdom	1.00	GBP	-	Line-by-line	Enel X International Srl	100.00%	100.00%
Julia Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Kirklareli Eoliko Enerji Elektrik Üretim Ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turkey	9,000,000.00	TRY	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100.00%	100.00%
Kelley's Falls LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	AFS	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Kings River Hydro Company Inc	Wilmington	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Kingston Energy Storage LLC	Wilmington	USA	-	USD	Renewables	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	100.00%	100.00%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Kino Contractor SA de Cv	Mexico City	Mexico	100.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Kino Facilities Manager SA de Cv	Mexico City	Mexico	100.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Kirklareli Eoliko Enerji Elektrik Üretim Ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turkey	5,250,000.00	TRY	-	Line-by-line	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100.00%	100.00%
Kongul Enerji Sanayi Ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turkey	125,000,000.00	TRY	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100.00%	100.00%
Korea Line Corporation	Seoul	South Korea	122,132,520,000.00	KRW	Shipping	-	Enel Global Trading SpA	0.25%	0.25%
Kromschroeder SA	Barcelona	Spain	627,126.00	EUR	Services	Equity	Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	29.26%	20.51%
LaChute Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Lake Emily Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Lake Pulaski Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Land Run Wind Project LLC	Dover	USA	100.00	USD	Renewables	Line-by-line	Sundance Wind Project LLC	100.00%	100.00%
Lawrence Creek Solar LLC	Minneapolis	USA	-	USD	-	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Liberty Energy Storage LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	100.00%	100.00%
Lindahl Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100.00%	100.00%
Lindahl Wind Project LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Lindahl Wind Holdings LLC	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Little Elk Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Little Elk Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Little Elk Wind Holdings LLC	100.00%	100.00%
Littleville Power Company Inc.	Boston	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	AFS	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Litus Energy Storage LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	100.00%	100.00%
Livister Guatemala SA	Guatemala City	Guatemala	1,299,900.00	GTQ	-	Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	2.00% 98.00%	20.60%
Livister Honduras SA	Tegucigalpa	Honduras	2,500,000.00	HNL	Holding	Equity	Livister Guatemala SA Livister Latam SLU	0.40% 99.60%	20.60%
Livister Latam SLU	Madrid	Spain	3,000.00	EUR	-	Equity	Ufinet Latam SLU	100.00%	20.60%
Llano Sánchez Solar Power One Srl	Panama City	Panama	10,020.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Panamá Srl Energía y Servicios South America SpA	99.80% 0.20%	100.00%
Lone Pine Wind Inc.	Calgary	Canada	-	CAD	Renewable energy	-	Enel Green Power Canada Inc.	10.00%	10.00%
Lone Pine Wind Project LP	Calgary	Canada	-	CAD	Renewables	Line-by-line	Enel Green Power Canada Inc.	10.00%	10.00%
Lower Saranac Hydro Partners LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Lower Saranac Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Lower Valley LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Lowline Rapids LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Luz Andes Ltda	Santiago	Chile	1,224,348.00	CLP	Electricity and fuel transmission, distribution and sale	Line-by-line	Enel Distribución Chile SA	100.00%	61.36%
Lybian Italian Joint Company- Azienda Libico-Italiana (A.L.I)	Tripoli	Libya	1,350,000.00	EUR	Electricity generation	-	Enelpower SpA	0.33%	0.33%
Maicor Wind Srl	Rome	Italy	20,850,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Malaspina Energy Scarl in liquidation	Bergamo	Italy	100,000.00	EUR	Electricity sale	Line-by-line	YouSave SpA	100.00%	100.00%
Marengo Solar LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	Photovoltaic	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Marte Srl	Rome	Italy	6,100,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Marudhar Wind Energy Private Limited	Gurugram	India	100,000.00	INR	Electricity transmission, distribution and sale	Line-by-line	Enel Green Power India Private Limited (formerly BLP Energy Private Limited)	100.00%	100.00%
Más Energía S de RL de Cv	Mexico City	Mexico	61,872,926.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99.99% 0.01%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Padoma Wind Power LLC	100.00%	100.00%
Matrigenix (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	1,000.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
McBride Wind Project LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	-	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Medidas Ambientales SL	Burgos	Spain	60,100.00	EUR	Environmental studies	Equity	Nuclenor SA	50.00%	1753%
Merit Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Metro Wind LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Mexico City	Mexico	181,728,901.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv	99.99%	99.99%
Mibgas SA	Madrid	Spain	3,000,000.00	EUR	Gas market operator	-	Endesa SA	1.35%	0.95%
Midelt Wind Farm SA	Casablanca	Morocco	145,000,000.00	MAD	Plant development, design, construction and operation	Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70.00%	35.00%
Mill Shoals Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE	Ejea de los Caballeros	Spain	3,346,993.04	EUR	Electricity generation from renewable resources	-	Enel Green Power España SL	5.39%	3.78%
Minicentrales del Canal de las Bardenas AIE	Zaragoza	Spain	1,202,000.00	EUR	Hydro-electric plants	-	Enel Green Power España SL	15.00%	10.52%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Zaragoza	Spain	1,820,000.00	EUR	Hydro-electric plants	Equity	Enel Green Power España SL	36.50%	25.59%
Minority Stock Holding Corp.	Tortola	Virgin Islands	50,000.00	USD	-	Equity	Ixf Networks Ltd	100.00%	20.60%
Mira Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	Republic of South Africa	100.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Miranda Plataforma Logística SA	Burgos	Spain	1,800,000.00	EUR	Regional development	-	Nuclenor SA	0.22%	0.08%
Missisquoi LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Montrose Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Mountrail Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
MSN Solar Tres SpA	Santiago	Chile	1,000,000.00	CLP	Plant construction - Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Chile Ltda	100.00%	61.93%
Mucho Viento Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Muskegon County Solar Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Muskegon Green Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Mustang Run Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Napolean Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Nareva Enel Green Power Morocco SA	Casablanca	Morocco	98,750,000.00	MAD	Holding. Electricity sale	Equity	Enel Green Power Morocco SARLAU	50.00%	50.00%
Navalvillar Solar SL	Madrid	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Netell Telecomunicações SA	Barueri	Brazil	29,800,000.00	BRL	Telecommunications	-	Ufinet Brasil Administração Ltda	60.00%	12.36%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Nevkan Inc.	100.00%	100.00%
Newbury Hydro Company LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	AFS	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Ngonye Power Company Limited	Lusaka	Zambia	10.00	ZMW	Electricity sale	Line-by-line	Enel Green Power Solar Ngonye SpA (formerly Enel Green Power Africa Srl)	80.00%	80.00%
Nojoli Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	10,000,000.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
North Canal Waterworks	Boston	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
North English Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
North Rock Wind LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Northland Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Northstar Wind Project LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Northwest Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi West LLC	100.00%	100.00%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Nuclenor SA	Burgos	Spain	102,000,000.00	EUR	Nuclear plants	Equity	Endesa Generación SA	50.00%	35.05%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italy	5,204,028.73	EUR	Construction and management of LNG regasification infrastructure	Line-by-line	Enel Global Trading SpA	100.00%	100.00%
Nuxer Trading SA	Montevideo	Uruguay	80,000.00	UYU	Electricity trading	Line-by-line	Enel Brasil SA	100.00%	57.26%
Nxuba Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	1,000.00	ZAR	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	51.00%	51.00%
Nyc Storage (353 Chester) Spe LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel X North America Inc.	100.00%	100.00%
Ochrana A Bezpečnost Se SRO	Kalná Nad Hronom	Slovakia	33,193.92	EUR	Security services	Equity	Slovenské elektrárne AS	100.00%	33.00%
Olivum Pv Farm 01 SLU	Valencia	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
O mip - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) Sgps SA	Lisbon	Portugal	2,610,000.00	EUR	Electricity market operator	-	Endesa SA	5.00%	3.51%
OpEn Fiber SpA	Milan	Italy	250,000,000.00	EUR	Installation, maintenance and repair of electronic plant	Equity	Enel SpA	50.00%	50.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Open Range Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Operador del Mercado Ibérico de Energía- Polo Español SA	Madrid	Spain	1,999,998.00	EUR	Electricity market operator	-	Endesa SA	5.00%	3.51%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100.00%	20.00%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100.00%	20.00%
Osage Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Kansas LLC	50.00%	50.00%
Osage Wind LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Osage Wind Holdings LLC	100.00%	50.00%
Ottawaquechee Hydro Company Inc.	Wilmington	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	AFS	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Ovacik Eoliko Enerji Elektrik Üretim Ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turkey	11,250,000.00	TRY	-	Line-by-line	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100.00%	100.00%
Oxagesa AIE	Alcaniz	Spain	6,010.00	EUR	Cogeneration of electricity and heat	Equity	Enel Green Power España SL	33.33%	23.36%
Oyster Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	1,000.00	ZAR	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
Padoma Wind Power LLC	Elida	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Pampinus Pv Farm 01 SLU	Valencia	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic systems	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Paradise Creek Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Paravento SL	Lugo	Spain	3,006.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	90.00%	63.09%
Parc Eòlic La Tossa-La Mola d'en Pascual SL	Madrid	Spain	1,183,100.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	30.00%	21.03%
Parc Eòlic Los Aligars SL	Madrid	Spain	1,313,100.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	30.00%	21.03%
Parque Amistad II SA de Cv	Mexico City	Mexico	100.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Parque Amistad III SA de Cv	Mexico City	Mexico	100.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Parque Amistad IV SA de Cv	Mexico City	Mexico	100.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Parque Eólico A Capelada SL (Sociedad Unipersonal)	La Coruña	Spain	5,857,704.33	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Parque Eólico BR-1 SAPI de Cv	Mexico City	Mexico	-	MXN	Plant construction - Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0.50% 25.00%	25.50%
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spain	1,603,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	80.00%	56.08%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	Spain	3,606,072.60	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL Parque Eólico de Barbanza SA	75.00%	52.58%
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spain	120,400.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	50.17%	35.17%
Parque Eólico de Farlan SLU	Madrid	Spain	3,006.00	EUR	Wind plants	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spain	552,920.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	82.00%	57.48%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spain	901,500.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL Parque Eólico de Santa Lucía SA	65.67% 1.00%	46.50%
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Santa Cruz de Tenerife	Spain	3,810,340.00	EUR	Cogeneration of electricity and heat	Line-by-line	Enel Green Power España SL	90.00%	63.09%
Parque Eólico Montes de las Navas SA	Madrid	Spain	6,540,000.00	EUR	Cogeneration of electricity and heat	Line-by-line	Enel Green Power España SL	75.50%	52.93%
Parque Eólico Muniesa SL	Madrid	Spain	3,006.00	EUR	Wind plants	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda	Salvador	Brazil	4,096,626.00	BRL	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100.00% 0.00%	100.00%
Parque Eólico Pampa SA	Buenos Aires	Argentina	6,500,000.00	ARS	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Argentina SA	100.00%	100.00%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Santa Cruz de Tenerife	Spain	528,880.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	52.00%	36.45%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Madrid	Spain	7,193,970.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	58.00%	40.66%
Parque Eólico Taltal SpA	Santiago	Chile	20,878,010,000.00	CLP	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Chile SA Enel Green Power Chile Ltda	0.01% 99.99%	61.93%
Parque Eólico Valle de los Vientos SpA	Santiago	Chile	566,096,564.00	CLP	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Chile SA Enel Green Power Chile Ltda	0.01% 99.99%	61.93%
Parque Eólico Ventos da Boa Vista Ltda	Salvador	Brazil	1,946,507.00	BRL	Renewables	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Parque Eólico Zeus Ltda	Salvador	Brazil	6,986,993.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Parque Salitrillos SA de Cv	Mexico City	Mexico	100.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60.80%	20.00%
Parque Solar Cauchari IV SA	San Salvador de Jujuy	Argentina	500,000.00	ARS	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Argentina SA Energía y Servicios South America SpA	95.00% 5.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Parque Solar Don José SA de Cv	Mexico City	Mexico	100.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60.80%	20.00%
Parque Solar Fotovoltaico Sabanalarga SAS	Bogotá	Colombia	231,000,000.00	COP	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100.00%	100.00%
Parque Solar Fotovoltaico Valledupar SAS	Bogotá	Colombia	227,000,000.00	COP	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100.00%	100.00%
Parque Solar Maipú SpA	Santiago	Chile	404,212,503.00	CLP	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power del Sur SpA	1.00% 99.00%	61.93%
Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv	Mexico City	Mexico	306,024,631.13	MXN	Electricity generation from renewable resources	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60.80%	20.00%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Chile	66,092,165,170.93	CLP	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power SpA	60.91% 34.56%	72.29%
Parronal SpA	Santiago	Chile	1,000,000.00	CLP	Plant development, design, construction and operation	Line-by-line	Enel Green Power del Sur SpA	100.00%	61.93%
Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA (in liquidation)	Brindisi	Italy	2,065,000.00	EUR	R&D	-	Enel Italia SpA	1.14%	1.14%
Paynesville Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
PayTipper Network Srl	Cascina	Italy	40,000.00	EUR	Services	Line-by-line	PayTipper SpA	100.00%	55.00%
PayTipper SpA	Milan	Italy	3,000,000.00	EUR	Services	Line-by-line	Enel X Srl	55.00%	55.00%
PDP Technologies Ltd	Ashkelon	Israel	-	ILS	R&D	-	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	4.75%	4.75%
Pegop- Energia Eléctrica SA	Pego	Portugal	50,000.00	EUR	Electricity sale	Equity	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0.02% 49.98%	35.05%
Pelzer Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
PH Chucás SA	San José	Costa Rica	100,000.00	CRC	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Costa Rica SA Energía y Servicios South America SpA	40.31% 24.69%	65.00%
PH Don Pedro SA	San José	Costa Rica	100,001.00	CRC	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Costa Rica SA	33.44%	33.44%
PH Guácimo SA	San José	Costa Rica	50,000.00	CRC	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Costa Rica SA	65.00%	65.00%
PH Río Volcán SA	San José	Costa Rica	100,001.00	CRC	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Costa Rica SA	34.32%	34.32%
Pincher Creek LP	Alberta	Canada	-	CAD	Renewables	Line-by-line	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	99.00% 1.00%	100.00%
Pine Island Distributed Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Planta Eólica Europea SA	Seville	Spain	1,198,532.32	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	56.12%	39.34%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Pomerado Energy Storage LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	100.00%	100.00%
PowerCrop Macchiareddu Srl	Bologna	Italy	100,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	PowerCrop SpA (formerly PowerCrop Srl)	100.00%	50.00%
PowerCrop Russi Srl	Bologna	Italy	100,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	PowerCrop SpA (formerly PowerCrop Srl)	100.00%	50.00%
PowerCrop SpA (formerly PowerCrop Srl)	Bologna	Italy	4,000,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power SpA	50.00%	50.00%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Prairie Rose Wind LLC	100.00%	20.00%
Prairie Rose Wind LLC	New York	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100.00%	20.00%
Primavera Energia SA	Niterói	Brazil	36,965,444.64	BRL	Electricity generation and sale	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Productora de Energías SA	Barcelona	Spain	60,101.22	EUR	Hydroelectric plants	Equity	Enel Green Power España SL	30.00%	21.03%
Productora Eléctrica Urgelense SA	Lérida	Spain	8,400,000.00	EUR	Electricity generation and distribution	-	Endesa SA	8.43%	5.91%
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Madrid	Spain	12,020.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Mexico City	Mexico	89,708,835.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv	99.99%	99.99%
Proyecto Almería Mediterráneo SA	Madrid	Spain	601,000.00	EUR	Desalination and water supply	Equity	Endesa SA	45.00%	31.55%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spain	27,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	33.33%	23.37%
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	San Miguel	Peru	1,000.00	SOL	Electricity generation	Line-by-line	Enel Green Power Participazioni Speciali Srl Energia y Servicios South America SpA	99.90%	100.00%
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Jakarta	Indonesia	10,001,500.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	0.10%	90.00%
Pulida Energy (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	10,000,000.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	52.70%	52.70%
Pyrites Hydro LLC	Albany	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Quatiara Energia SA	Niterói	Brazil	13,766,118.96	BRL	Electricity sale	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Queens Energy Storage LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	100.00%	100.00%
Ranchland Solar Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Ranchland Wind Project LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Rattlesnake Creek Holdings LLC	Delaware	USA	1.00	USD	-	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Rausch Creek Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovakia	66,389.00	EUR	R&D	Equity	Slovenské elektrárne AS	49.00%	16.17%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama City	Panama	2,700,000.00	USD	Telecommunications	-	Enel SpA	11.11%	11.11%
Red DirtWind Holdings I LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Red DirtWind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Renewables	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Red DirtWind Project LLC	Dover	USA	1.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Red DirtWind Holdings LLC	100.00%	100.00%
Red FoxWind Project LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	-	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Redes y Telecomunicaciones S de RL de Cv	San Pedro Sula	Honduras	82,370,000.00	HNL	Telecommunications		Livister Honduras SA	80.00%	16.48%
Reftinskaya GRES LLC	Pgt Reftinskii	Russian Federation	10,000.00	RUB	Electricity generation and sale	Line-by-line	Enel Russia PJSC	100.00%	56.43%
Renovables de Guatemala SA	Guatemala City	Guatemala	1,924,465,600.00	GTQ	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	0.01% 99.99%	100.00%
Renovables La Pedrera SLU	Zaragoza	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic systems	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Renovables Mediavilla SLU	Zaragoza	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic systems	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Riverbend Farms Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Riverview LP	Alberta	Canada	-	CAD	Renewables	Line-by-line	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	99.00% 1.00%	100.00%
Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Andover	USA	-	USD	Plant construction - Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Roadrunner Solar Project LLC	Andover	USA	100.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100.00%	100.00%
Rochelle Solar LLC	Coral Springs	USA	1.00	USD	Photovoltaic	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Rock Creek Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Rock Creek Wind Holdings I LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Rock Creek Wind Holdings II LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Rock Creek Wind Holdings LLC	100.00%	100.00%
Rock Creek Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	EGPNA Preferred Holdings II LLC	100.00%	100.00%
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton	USA	1.00	USD	Holding	Line-by-line	Rock Creek Wind Holdings LLC	100.00%	100.00%
Rockhaven Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Rocky Caney Holdings LLC	Oklahoma City	USA	1.00	USD	Renewables	Equity	Enel Kansas LLC	20.00%	20.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Rocky Caney Wind LLC	Albany	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Kansas LLC	20.00%	20.00%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Rocky Caney Wind LLC	100.00%	20.00%
Rodnikovskaya WPS	Moscow	Russian Federation	6,010,000.00	RUB	Renewables	Line-by-line	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100.00%	100.00%
Rolling Farms Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
RSL Telecom (Panamá) SA	Panama City	Panama	10,000.00	USD	-	Equity	Ufinet Latam SLU	100.00%	20.60%
Rusenergosbyt LLC	Moscow	Russian Federation	18,000,000.00	RUB	Electricity trading	Equity	Enel SpA	49.50%	49.50%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarsk City	Russian Federation	4,600,000.00	RUB	Electricity sale	Equity	Rusenergosbyt LLC	50.00%	24.75%
Rustler Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Saburoy SA	Montevideo	Uruguay	400,000.00	UYU	-	Equity	Ixf Networks LLC	100.00%	20.60%
Sacme SA	Buenos Aires	Argentina	12,000.00	ARS	Monitoring of electricity system	Equity	Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	50.00%	20.65%
Salmon Falls Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	AFS	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Salto de San Rafael SL	Seville	Spain	462,185.98	EUR	Hydroelectric plants	Equity	Enel Green Power España SL	50.00%	35.05%
San Francisco de Borja SA	Zaragoza	Spain	60,000.00	EUR	Renewable energy	Line-by-line	Enel Green Power España SL	66.67%	46.73%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Padoma Wind Power LLC	100.00%	100.00%
Sanatorium-preventorium Energetik LLC	Nevinnomyssk	Russian Federation	10,571,300.00	RUB	Cogeneration of electricity and heat	Line-by-line	Enel Russia PJSC	100.00%	56.43%
Santo Rostro Cogeneración SA	Seville	Spain	207,340.00	EUR	Services	Equity	Enel Green Power España SL	45.00%	31.55%
Saugus River Energy Storage LLC	Dover	USA	100.00	USD	Renewable energy	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	100.00%	100.00%
Se Služby Inžinierskych Stavieb SRO	Kalná Nad Hronom	Slovakia	200,000.00	EUR	Services	Equity	Slovenské elektrárne AS	100.00%	33.00%
Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spain	3,010.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables S de RL de Cv	Mexico City	Mexico	3,000.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Guatemala SA Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	0.01% 99.99%	100.00%
Servicios de Internet Eni Chile Ltda	Santiago	Chile	2,768,688,228.00	CLP	-	Equity	Ixf Networks Ltd Ixf/eni- Spc IV Inc.	0.01% 99.90%	20.60%
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Rome	Italy	10,000,000.00	EUR	Electricity sale	Line-by-line	Enel SpA	100.00%	100.00%
Setyl Srl	Bergamo	Italy	100,000.00	EUR	Electricity sale	Equity	YouSave SpA	27.50%	27.50%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Seven Cowboy Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Shiawassee Wind Project LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	-	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Shield Energy Storage Project LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	100.00%	100.00%
Sierra Energy Storage LLC	Camden	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	51.00%	51.00%
SIET- Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italy	697,820.00	EUR	Analysis, design and research in thermal technology	Equity	Enel Innovation Hubs Srl	41.55%	41.55%
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spain	44,900.00	EUR	Electricity generation	Equity	Enel Green Power España SL	16.70%	11.71%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	Spain	175,200.00	EUR	Electricity generation	Equity	Enel Green Power España SL	28.13%	19.72%
Sistemas Energéticos Alcohujate SA (Sociedad Unipersonal)	Zaragoza	Spain	61,000.00	EUR	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Sistemas Energéticos Campoliva SA (Sociedad Unipersonal)	Zaragoza	Spain	61,000.00	EUR	Wind plants	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	Spain	2,007,750.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	96.00%	67.30%
Sistemas Energéticos Sierra del Carazo SL (Sociedad Unipersonal)	Derio	Spain	3,006.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Skyview Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Slate Creek Hydro Company LLC	95.00%	47.50%
Slate Creek Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Slovak Power Holding BV	Amsterdam	Netherlands	25,010,000.00	EUR	Holding	Equity	Enel Produzione SpA	50.00%	50.00%
Slovenské elektrárne - Energetické Služby SRO	Bratislava	Slovakia	4,505,000.00	EUR	Electricity supply	Equity	Slovenské elektrárne AS	100.00%	33.00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	Slovakia	1,269,295,724.66	EUR	Electricity sale	Equity	Slovak Power Holding BV	66.00%	66.00%
Slovenské elektrárne Česká Republika SRO	Moravská Ostrava	Czech Republic	295,819.00	CZK	Electricity supply	Equity	Slovenské elektrárne AS	100.00%	33.00%
Smart P@Per SpA	Potenza	Italy	2,184,000.00	EUR	Services	-	Servizio Elettrico Nazionale SpA	10.00%	10.00%
Smoky Hill Holdings II LLC	Wilmington	USA	-	USD	Renewable energy	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Texkan Wind LLC	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Smoky Hills Wind Project II LLC	Lenexa	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Nevkan Renewables LLC	100.00%	100.00%
Snyder Wind Farm LLC	Hermleigh	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Texkan Wind LLC	100.00%	100.00%
Socibe Energia SA	Niterói	Brazil	12,969,032.25	BRL	Electricity generation and sale	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago	Chile	5,738,046,495.00	CLP	Financial investment	Line-by-line	Enel Chile SA	57.50%	35.61%
Sociedad Bilbao Gas Hub SA	Bilbao	Spain	999,270.48	EUR	Gas market operator	-	Endesa SA	1.66%	1.16%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Seville	Spain	4,507,590.78	EUR	Electricity sale	Line-by-line	Enel Green Power España SL	64.75%	45.39%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Seville	Spain	1,643,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	50.00%	35.05%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Seville	Spain	2,404,048.42	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	60.00%	42.06%
Sociedad para el Desarrollo de Sierra Morena Cordobesa SA	Cordoba	Spain	86,063.20	EUR	Regional development	-	Endesa Generación SA	1.82%	1.27%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá	Colombia	89,714,600.00	COP	Port construction and management	Line-by-line	Emgesa SA ESP Inversora Codensa SAS Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	94.94% 5.05% 0.00%	27.75%
Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia via Sardegna SpA (Galsi SpA)	Milan	Italy	37,419,179.00	EUR	Energy and infrastructure engineering	-	Enel Produzione SpA	17.65%	17.65%
Società Elettrica Trigno Srl	Trivento	Italy	100,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Soetwater Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	1,000.00	ZAR	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	AFS	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Sona Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turkey	50,000.00	TRY	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100.00%	100.00%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spain	601,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power España SL	36.00%	25.24%
South Rock Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Southwest Transmission LLC	Cedar Bluff	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	100.00%	100.00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Stillman Valley Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Renewable energy	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Stillwater Woods Hill Holdings LLC	Wilmington	USA	1.00	USD	Renewable energy	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Stipa Nayaá SA de Cv	Mexico City	Mexico	1,811,016,348.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	55.21%	95.37%
Sublunary Trading (RF) (Pty) Ltd	Bryanston	Republic of South Africa	13,750,000.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	57.00%	57.00%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadiz	Spain	12,020,240.00	EUR	Electricity distribution and sale	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	33.50%	23.48%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Barcelona	Spain	2,800,000.00	EUR	Electricity distribution	Line-by-line	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60.00%	42.06%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington	USA	1,000.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	75.00%	75.00%
Sun River LLC	Bend	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Sundance Wind Project LLC	Dover	USA	100.00	USD	Renewable energy	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Tae Technologies Inc.	Pauling	USA	53,207,936.90	USD	Electricity sale	-	Enel Produzione SpA	1.13%	1.13%
Tauste Energía Distribuida SL	Zaragoza	Spain	60,508.00	EUR	Renewable energy	Line-by-line	Enel Green Power España SL	51.00%	35.75%
Tecnatom SA	Madrid	Spain	4,025,700.00	EUR	Electricity sale and services	Equity	Endesa Generación SA	45.00%	31.55%
Tecnoguat SA	Guatemala City	Guatemala	30,948,000.00	GTQ	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power SpA	75.00%	75.00%
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Lisbon	Portugal	5,025,000.00	EUR	Electricity generation, transmission and distribution	Equity	Endesa Generación SA	43.75%	30.67%
Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	Mexico City	Mexico	2,892,643,576.00	MXN	Renewable energy	Equity	Enel Green Power SpA	32.89%	32.90%
Teploprogress JSC	Sredneuralsk	Russian Federation	128,000,000.00	RUB	Electricity sale	Line-by-line	Enel Russia PJSC	60.00%	33.86%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500,006.00	ARS	Plant construction and operation	Equity	Central Dock Sud SA Enel Generación Costanera SA Enel Generación El Chocón SA	1.42% 5.33% 18.85%	9.73%
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500,006.00	ARS	Plant construction and operation	Equity	Central Dock Sud SA Enel Generación Costanera SA Enel Generación El Chocón SA	1.42% 5.33% 18.85%	9.73%
Termotec Energía AIE (in liquidation)	La Pobra de Vallbona	Spain	481,000.00	EUR	Cogeneration of electricity and heat	Equity	Enel Green Power España SL	45.00%	31.55%
Testing Stand of Ivanovskaya GRES JSC	Komsomolsk	Russian Federation	118,213,473.45	RUB	Studies, projects and research	-	Enel Russia PJSC	1.65%	0.93%
Texkan Wind LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Texkan Inc.	100.00%	100.00%
Thunder Ranch Wind Holdings I LLC	Dover	USA	100.00	USD	Holding	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Thunder Ranch Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Renewable energy	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Thunder Ranch Wind Project LLC	Dover	USA	1.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Thunder Ranch Wind Holdings LLC	100.00%	100.00%
TKO Power LLC	Los Angeles	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Tobivox (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	10,000,000.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
Toledo PV AIE	Madrid	Spain	26,887.96	EUR	Photovoltaic systems	Equity	Enel Green Power España SL	33.33%	23.36%
Torrepalma Energy 1 SLU	Seville	Spain	3,100.00	EUR	Photovoltaic systems	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington	USA	1,000.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Transmisora de Energía Renovable SA	Guatemala City	Guatemala	233,561,800.00	GTQ	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA Generadora Montecristo SA	0.00% 100.00% 0.00%	100.00%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Chile	4,404,446,151.00	CLP	Electricity transmission and distribution	Equity	Enel Generación Chile SA	50.00%	28.97%
Transportadora de Energía SA-TESA	Buenos Aires	Argentina	100,000.00	ARS	Electricity generation, transmission and distribution	Line-by-line	Enel Argentina SA Enel CIEN SA	0.00% 100.00%	57.26%
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA	Girona	Spain	72,121.45	EUR	Electricity transmission	Line-by-line	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	73.33%	51.41%
Triton Power Company	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc. Highfalls Hydro Company Inc.	2.00% 98.00%	100.00%
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
TWE Franklin Solar Project LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
TWE Rot DA LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Twin Falls Hydro Associates LP	Seattle	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	Twin Falls Hydro Company LLC	99.51%	49.76%
Twin Falls Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100.00%	50.00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Tyme Srl	Bergamo	Italy	100,000.00	EUR	Electricity sale	Equity	YouSave SpA	50.00%	50.00%
Tynemouth Energy Storage Limited	London	United Kingdom	2.00	GBP	Services	Line-by-line	Enel Global Thermal Generation Srl	100.00%	100.00%
Ufinet Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	9,745,583.00	ARS	-	Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panama SA	99.95% 0.05%	20.60%
Ufinet Brasil Administração Ltda	City of Santo André, State of São Paulo	Brazil	45,784,638.00	BRL	Holding. Energy services	-	Ufinet Brasil Participações Ltda Ufinet Latam SLU	99.99% 0.01%	20.60%
Ufinet Brasil Participações Ltda	City of Santo André, State of São Paulo	Brazil	45,784,638.00	BRL	Holding	-	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0.01% 99.99%	20.60%
Ufinet Chile SpA	Santiago	Chile	233,750,000.00	CLP	-	Equity	Ufinet Latam SLU	100.00%	20.60%
Ufinet Colombia SA	Bogotá	Colombia	1,180,000,000.00	COP	-	Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Honduras SA Ufinet Latam SLU Ufinet Panama SA	0.00% 0.00% 90.00% 0.00%	18.54%
Ufinet Costa Rica SA	San José	Costa Rica	15,000.00	USD	-	Equity	Ufinet Latam SLU	100.00%	20.60%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Ufinet Ecuador Ufiec SA	Quito	Ecuador	1,050,800.00	USD	-	Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0.00% 100.00%	20.60%
Ufinet El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	10,000.00	USD	-	Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0.01% 99.99%	20.60%
Ufinet Guatemala SA	Guatemala City	Guatemala	7,500,000.00	GTQ	-	Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panama SA	99.99% 0.01%	20.60%
Ufinet Honduras SA	Tegucigalpa	Honduras	194,520.00	HNL	-	Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panama SA	99.99% 0.01%	20.60%
Ufinet Latam SLU	Madrid	Spain	15,906,312.31	EUR	-	Equity	Zacapa Sàrl	100.00%	20.60%
Ufinet México S de RL de Cv	Mexico City	Mexico	10,032,150.00	MXN	-	Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0.01% 99.99%	20.60%
Ufinet Nicaragua SA	Managua	Nicaragua	2,800,000.00	NIO	-	Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU Ufinet Panama SA	0.50% 99.00% 0.50%	20.60%
Ufinet Panama SA	Panama City	Republic of Panama	3,500,000.00	USD	-	Equity	Ufinet Latam SLU	100.00%	20.60%
Ufinet Paraguay SA	Asunción	Paraguay	13,960,000.00	USD	-	Equity	Ufinet Latam SLU	75.00%	15.45%
Ufinet Perú SAC	Lima	Peru	3,104,923.00	SOL	-	Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panama SA	100.00% 0.00%	20.60%
Ufinet US LLC	Wilmington	USA	1,000.00	USD	-	Line-by-line	Ufinet Latam SLU	100.00%	20.60%
Ukuqala Solar (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	1,000.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	Spain	190,171,520.00	EUR	Electricity sale	Line-by-line	Endesa Generación SA	100.00%	70.10%
Upington Solar (Pty) Ltd	Gauteng	Republic of South Africa	1,000.00	ZAR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
USB4 Wind Template	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez As	Řež	Czech Republic	524,139,000.00	CZK	R&D	Equity	Slovenské elektrárne AS	27.77%	9.17%
Valdecaballero Solar SL	Madrid	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turkey	3,500,000.00	TRY	Plant construction - Electricity generation from renewable resources	AFS	Enel SpA	100.00%	100.00%
Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	Niterói	Brazil	7,315,000.00	BRL	Electricity sale	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	Niterói	Brazil	4,727,414.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Ventos de São Roque Energias Renováveis SA	Maracanau	Brazil	9,988,722.00	BRL	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Vientos del Altiplano S de RL de Cv	Mexico City	Mexico	1,455,854,094.00	MXN	Electricity generation from renewable resources	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60.80%	20.00%
Villanueva Solar SA de Cv	Mexico City	Mexico	205,316,027.15	MXN	Electricity generation from renewable resources	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60.80%	20.00%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	Spain	160,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power España SL	67.00%	46.97%
Walden Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Wapella Bluffs Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Waseca Solar LLC	Waseca	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Weber Energy Storage Project LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	100.00%	100.00%
Wespire Inc.	Boston	USA	1,625,000.00	USD	Energy services	Equity	Enel X North America Inc.	11.21%	11.21%
West Faribault Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
West Hopkinton Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	AFS	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
West Waconia Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Aurora Distributed Solar LLC	100.00%	51.00%
Western New York Wind Corporation	Albany	USA	300.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Wharton-El Campo Solar Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
White Cloud Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Whitney Hill Wind Power LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	100.00%	100.00%
Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	Andover	USA	99.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Wild Plains Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Wild Run LP	Alberta	Canada	10.00	CAD	Holding	Line-by-line	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0.10% 99.90%	100.00%
Wildcat Flats Wind Project LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Willimantic Power Corporation	Hartford	USA	100.00	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel North America Inc.	100.00%	100.00%
Wind Belt Transco LLC	Andover	USA	1.00	USD	Electricity generation and sale from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%
Wind Parks Anatis-Prinias SA	Maroussi	Greece	1,208,188.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100.00%	100.00%
Wind Parks Bolibas SA	Maroussi	Greece	551,500.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Wind Parks Distomos SA	Maroussi	Greece	556,500.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Wind Parks Folia SA	Maroussi	Greece	424,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Wind Parks Gagari SA	Maroussi	Greece	389,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Wind Parks Goraki SA	Maroussi	Greece	551,500.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30.00%	30.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
Wind Parks Gourles SA	Maroussi	Greece	555,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Wind Parks Kafoutsi SA	Maroussi	Greece	551,500.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Wind Parks Katharas SA	Maroussi	Greece	768,648.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100.00%	100.00%
Wind Parks Kerasias SA	Maroussi	Greece	935,990.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100.00%	100.00%
Wind Parks Milias SA	Maroussi	Greece	1,024,774.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100.00%	100.00%
Wind Parks Mitikas SA	Maroussi	Greece	772,639.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100.00%	100.00%
Wind Parks Petalo SA	Maroussi	Greece	575,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Wind Parks Platanos SA	Maroussi	Greece	625,467.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100.00%	100.00%
Wind Parks Skoubi SA	Maroussi	Greece	472,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Wind Parks Spilias SA	Maroussi	Greece	847,490.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100.00%	100.00%
Wind Parks Strouboulas SA	Maroussi	Greece	576,500.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Wind Parks Vitalio SA	Maroussi	Greece	361,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Wind Parks Vourlas SA	Maroussi	Greece	554,000.00	EUR	Electricity generation from renewable resources	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Chi Minnesota Wind LLC	51.00%	51.00%
Wkn Basilicata Development Pe1 Srl	Rome	Italy	10,000.00	EUR	Renewable energy	Line-by-line	Enel Green Power SpA	100.00%	100.00%
Woods Hill Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Renewable energy	Line-by-line	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%

Company name	Headquarters	Country	Share capital	Currency	Activity	Consolidation method	Held by	% holding	Group % holding
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5,000.00	BGN	Plant construction, operation and maintenance	Line-by-line	Enel Green Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
Xaloc Solar SLU	Valencia	Spain	3,000.00	EUR	Photovoltaic systems	Line-by-line	Enel Green Power España SL	100.00%	70.10%
Yacylec SA	Buenos Aires	Argentina	20,000,000.00	ARS	Electricity transmission	Equity	Enel Américas SA	33.33%	19.09%
Yedesa-cogeneración SA	Almería	Spain	234,394.72	EUR	Cogeneration of electricity and heat	Equity	Enel Green Power España SL	40.00%	28.04%
YouSave SpA	Bergamo	Italy	500,000.00	EUR	Testing, inspection and certification services, engineering and consulting services	Line-by-line	Enel X Italia SpA	100.00%	100.00%
Zacapa HoldCo Sàrl	Luxembourg	Luxembourg	300,000.00	USD	-	Equity	Zacapa Topco Sàrl	100.00%	20.60%
Zacapa LLC	Wilmington	USA	1,000.00	USD	-	Equity	Zacapa Sàrl	100.00%	20.60%
Zacapa Sàrl	Luxembourg	Luxembourg	300,000.00	USD	-	Equity	Zacapa HoldCo Sàrl	100.00%	20.60%
Zacapa Topco Sàrl	Luxembourg	Luxembourg	250,000.00	USD	-	Equity	Enel X International Srl	20.60%	20.60%
Zoo Solar Project LLC	Andover	USA	-	USD	Electricity generation from renewable resources	Line-by-line	Tradewind Energy Inc.	100.00%	100.00%

Concept design and realization

HNTO - Gruppo HDRÀ

Copy editing

postScriptum di Paola Urbani

Printing

Varigrafica Alto Lazio

Print run: 10 copies

Published in May 2020

INSIDE PAGES

Paper

Fedrigoni Freelifa Cento

Weight

120 g/m²

Number of pages

412

COVER

Paper

Fedrigoni Freelifa Cento

Weight

300 g/m²

This publication is printed on FSC® certified 100% paper

This document is an integral part of the annual financial report referred to in Article 154-ter, paragraph 1, of the Consolidated Law on Financial Intermediation (Legislative Decree 58 of February 24, 1998).

Publication not for sale

By

Communications Italy

Disclaimer

This Report issued in Italian has been translated into English solely for the convenience of international readers

Enel

Società per azioni

Registered Office 00198 Rome - Italy

Viale Regina Margherita, 137

Stock Capital Euro 10,166,679,946 fully paid-in

Companies Register of Rome and Tax I.D. 00811720580

R.E.A. of Rome 756032 VAT Code 00934061003

© Enel SpA

00198 Rome, Viale Regina Margherita, 137





[enel.com](https://www.enel.com)