

## Estados Financieros Consolidados

## Estado de Resultados Consolidado

millones de euros

Ingresos	2018		2017		
		De los cuales con partes vinculadas		De los cuales con partes vinculadas	
Ingresos por ventas y servicios	8.a	73,134	5,387	72,664	5,124
Otros ingresos e ingresos	8.b	2,538	36	1,975	22
	<i>[Subtotal]</i>	<b>75,672</b>		<b>74,639</b>	
Compra de electricidad, gas y combustible	9.a	35,728	7,737	36,039	7,761
Servicios y otros materiales	9.b	18,870	2,644	17,982	2,664
Personal	9.c	4,581		4,504	
Deterioro/(reversión) neto de créditos comerciales y otras cuentas a cobrar	9.d	1,096		-	
Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro	9.e	5,355		5,861	
Otros gastos de explotación	9.f	2,889	272	2,886	531
Partes de costes en inventario	9.g	(2,264)		(1,847)	
	<i>[Subtotal]</i>	<b>66,255</b>		<b>65,425</b>	
<b>ingresos/(gastos) netos de los contratos de materias primas valorados a valor razonable</b>	10	<b>483</b>	<i>10</i>	<b>578</b>	<i>27</i>
<b>Utilidad de operación</b>		<b>9,900</b>		<b>9,792</b>	
Ingresos financieros derivados	11	1,993		1,611	
Otros ingresos financieros	12	1,715	<i>59</i>	2,371	<i>18</i>
Gastos financieros por derivados	11	1,532		2,766	
Otros gastos financieros	12	4,392	<i>55</i>	3,908	<i>25</i>
Ingresos/(gastos) netos por hiperinflación		168		-	
Participación en beneficios/(pérdidas) de las inversiones de capital contabilizadas aplicando el método de la participación	13	349		111	
<b>Resultado antes de impuestos</b>		<b>8,201</b>		<b>7,211</b>	
Impuestos sobre la renta	14	1,851		1,882	
<b>Utilidad neta de las operaciones continuas</b>		<b>6,350</b>		<b>5,329</b>	
<b>Utilidad neta de operaciones discontinuadas</b>		-		-	
<b>Resultado del ejercicio (accionistas de la Sociedad Dominante e intereses minoritarios)</b>		<b>6,350</b>		<b>5,329</b>	
Atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante		4,789		3,779	
Atribuible a intereses minoritarios		1,561		1,550	
<i>Resultado neto básico por acción atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante (euros)</i>		<i>0.47</i>		<i>0.37</i>	
<i>Beneficio/(pérdida) por acción diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante (euros)</i>		<i>0.47</i>		<i>0.37</i>	
<i>Resultado neto básico por acción de las operaciones continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante (euros)</i>		<i>0.47</i>		<i>0.37</i>	
<i>Beneficio/(pérdida) por acción diluido de las actividades continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante (euros)</i>		<i>0.47</i>		<i>0.37</i>	

## Estado de Resultados Integrales Consolidados

Millones de euros

Notas

		2018	2017
<b>Utilidad neta del período</b>		<b>6,350</b>	<b>5,329</b>
<b>Otros ingresos integrales que se pueden reciclar a la utilidad o pérdida (neto de impuestos)</b>			
Parte efectiva del cambio en el valor razonable de las coberturas de flujos de efectivo		(552)	(204)
Variación del valor razonable de los costes de cobertura		83	132
Participación en el otro resultado global de las inversiones de capital contabilizadas por el método de la participación		(57)	10
Variación del valor razonable de los activos financieros de FVOCI		(3)	(129)
Variación de la reserva de conversión		(1,287)	(2,519)
<b>Otro resultado global no reciclable a resultados (neto de impuestos)</b>			
Nueva medición de los pasivos (activos) netos por beneficios a los empleados		(120)	74
Variación en el valor razonable de las inversiones de capital en otras entidades		12	-
<b>Total otra utilidad/(pérdida) integral del período</b>	34	<b>(1,924)</b>	<b>(2,636)</b>
<b>Utilidad/(pérdida) integral total del período</b>		<b>4,426</b>	<b>2,693</b>
<b>Atribuible a:</b>			
accionistas de la Sociedad Dominante		3,667	1,968
- participaciones no dominantes		759	725

## Balance General Consolidado

Millones de euros

Notas

ACTIVO		de Dic. 31, 2018		de Dic. 31, 2017	
			de los cuales con partes		de los cuales con partes
<b>Activos no corrientes</b>					
Propiedad, planta y equipo	16	76,631		74,937	
Inversiones inmobiliarias	19	135		77	
Activos intangibles	20	19,014		16,724	
Fondo de comercio	21	14,273		13,746	
Activos por impuestos diferidos	22	8,305		6,354	
Inversiones de capital contabilizadas por el método de la participación	23	2,099		1,598	
Derivados	24	1,005		702	
Activos por contratos a largo plazo	25	346		-	
Otros activos financieros no corrientes	26	5,769		4,002	
Otros activos no corrientes	27	1,272		1,064	
	[Total]	<b>128,849</b>		<b>119,204</b>	
<b>Activo corriente</b>					
Inventarios	28	2,818		2,722	
Deudores comerciales	29	13,587	1,085	14,529	832
Activos por contrato a corto plazo	25	135		-	
Créditos fiscales		660		577	
Derivados	24	3,914	52	2,309	11
Otros activos financieros corrientes	30	5,160	21	4,614	3
Otros activos circulantes	31	2,983	165	2,695	162
Efectivo y equivalentes de efectivo	32	6,630		7,021	
	[Total]	<b>35,887</b>		<b>34,467</b>	
<b>Activos clasificados como mantenidos para la venta</b>	33	<b>688</b>		<b>1,970</b>	
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>165,424</b>		<b>155,641</b>	

<b>PASIVOS Y FONDOS PROPIOS</b>		<b>a Dic. 31, 2018</b>		<b>a Dic. 31, 2017</b>	
		<b>de los cuales con partes</b>		<b>de los cuales con partes</b>	
Capital social		10,167		10,167	
Otras reservas		1,700		3,348	
Beneficios de balance (arrastré de pérdidas)		19,853		21,280	
	<i>[Total]</i>	<b>31,720</b>		<b>34,795</b>	
<b>Participaciones no dominantes</b>		<b>16,132</b>		<b>17,366</b>	
<b>Total fondos propios</b>	34	<b>47,852</b>		<b>52,161</b>	
<b>Patrimonio neto de los accionistas de la Sociedad Dominante</b>					
<b>Pasivo no corriente</b>					
Préstamos a largo plazo	35	48,983	804	42,439	893
Prestaciones a los empleados	36	3,187		2,407	
Provisiones para riesgos y gastos (parte no corriente)	37	5,181		4,821	
Pasivos por impuestos diferidos	22	8,650		8,348	
Derivados	24	2,609		2,998	
Pasivos por contratos no corrientes	25	6,306		-	
Otros pasivos no corrientes	38	1,901	86	2,003	36
	<i>[Total]</i>	<b>76,817</b>		<b>63,016</b>	
<b>Pasivo circulante</b>					
Empréstitos a corto plazo	35	3,616		1,894	
Porción circulante de los empréstitos a largo plazo	35	3,367	89	7,000	86
Provisiones para riesgos y gastos (parte corriente)	37	1,312		1,210	
Acreedores comerciales	39	13,387	2,924	12,671	2,365
Impuesto sobre la renta por pagar		333		284	
Derivados	24	4,343	35	2,260	5
Pasivos por contratos a corto plazo	25	1,095	25	-	
Otros pasivos financieros corrientes	40	788		954	
Otros pasivos corrientes	42	12,107	69	12,462	37
	<i>[Total]</i>	<b>40,348</b>		<b>38,735</b>	
<b>Pasivos incluidos en grupos enajenables de elementos clasificados como mantenidos para la venta</b>	33	<b>407</b>		<b>1,729</b>	
<b>Total del pasivo</b>		<b>117,572</b>		<b>103,480</b>	
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>		<b>165,424</b>		<b>155,641</b>	

## Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado (notas 34 y 4)

Capital social y reservas de los accionistas de la Sociedad Dominante

	Capital social	Reserva por prima de emisión	Reserva legal	Otras reservas	Reserva por conversión de monedas de los estados financieros distintos del euro	Reserva por valoración de instrumentos financieros de flujos de efectivo	Reserva por valoración de costes de instrumentos financieros de cobertura	Reserva por valoración de instrumentos financieros en FVOCI	Reservas de participaciones puestas en equivalencia	Reserva por valoración de pasivos/(tivos) netos de planeamiento de prestación definida	Reserva por enajenación de participaciones sin pérdidas de control	Reserva por adquisiciones de participaciones no dominantes	Arrastre de beneficios y pérdidas retenidos	Fondos propios de los accionistas de la Sociedad Matriz	Participaciones no dominantes	Total fondos propios
<b>Al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>10,167</b>	<b>7,489</b>	<b>2,034</b>	<b>2,262</b>	<b>(1,005)</b>	<b>(1,448)</b>	<b>-</b>	<b>106</b>	<b>(12)</b>	<b>(706)</b>	<b>(2,398)</b>	<b>(1,170)</b>	<b>19,484</b>	<b>34,803</b>	<b>17,772</b>	<b>52,575</b>
Aplicación de nuevas normas contables (NIIF 9)	-	-	-	-	-	480	(480)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Al 1 de enero de 2017 reexpresado</b>	<b>10,167</b>	<b>7,489</b>	<b>2,034</b>	<b>2,262</b>	<b>(1,005)</b>	<b>(968)</b>	<b>(480)</b>	<b>106</b>	<b>(12)</b>	<b>(706)</b>	<b>(2,398)</b>	<b>(1,170)</b>	<b>19,484</b>	<b>34,803</b>	<b>17,772</b>	<b>52,575</b>
Distribución de dividendos y dividendos a cuenta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,983)	(1,983)	(1,052)	(3,035)
Operaciones con participaciones no dominantes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	7	(6)	1
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(73)	(73)
Utilidad integral del período	-	-	-	-	(1,609)	(272)	132	(129)	7	60	-	-	3,779	1,968	725	2,693
de los cuales:																
- otra utilidad/(pérdida) integral	-	-	-	-	(1,609)	(272)	132	(129)	7	60	-	-	-	(1,811)	(825)	(2,636)
- utilidad/(pérdida) neta del período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,779	3,779	1,550	5,329
<b>Al 31 de diciembre de 2017 reexpresado</b>	<b>10,167</b>	<b>7,489</b>	<b>2,034</b>	<b>2,262</b>	<b>(2,614)</b>	<b>(1,240)</b>	<b>(348)</b>	<b>(23)</b>	<b>(5)</b>	<b>(646)</b>	<b>(2,398)</b>	<b>(1,163)</b>	<b>21,280</b>	<b>34,795</b>	<b>17,366</b>	<b>52,161</b>
Aplicación de nuevas normas contables (NIIF 9 y NIIF 15)	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	(3,707)	(3,704)	(576)	(4,280)
Revalorización monetaria (NIC 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	212	212	362	574
<b>Al 1 de enero de 2018 reexpresado</b>	<b>10,167</b>	<b>7,489</b>	<b>2,034</b>	<b>2,262</b>	<b>(2,614)</b>	<b>(1,240)</b>	<b>(348)</b>	<b>(20)</b>	<b>(5)</b>	<b>(646)</b>	<b>(2,398)</b>	<b>(1,163)</b>	<b>17,785</b>	<b>31,303</b>	<b>17,152</b>	<b>48,455</b>
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,765)	(2,765)	(1,137)	(3,902)
Revalorización monetaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73	73	143	216
Operaciones con participaciones no dominantes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	(460)	-	(443)	(850)	(1,293)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	(94)	(14)	-	27	-	(5)	-	-	(29)	(115)	65	(50)
Utilidad integral del período	-	-	-	-	(609)	(491)	90	9	(58)	(63)	-	-	4,789	3,667	759	4,426
de los cuales:																
- otra utilidad/(pérdida) integral	-	-	-	-	(609)	(491)	90	9	(58)	(63)	-	-	-	(1,122)	(802)	(1,924)
- utilidad/(pérdida) neta del período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,789	4,789	1,561	6,350
<b>al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>10,167</b>	<b>7,489</b>	<b>2,034</b>	<b>2,262</b>	<b>(3,317)</b>	<b>(1,745)</b>	<b>(258)</b>	<b>16</b>	<b>(63)</b>	<b>(714)</b>	<b>(2,381)</b>	<b>(1,623)</b>	<b>19,853</b>	<b>31,720</b>	<b>16,132</b>	<b>47,852</b>

## Estado Consolidado de Flujos de Efectivo

Millones de euros	Notas	2018		2017	
		de los cuales con partes		de los cuales con partes	
<b>Resultado antes de impuestos del período</b>		<b>8,201</b>		<b>7,211</b>	
<b>Ajustes para:</b>					
Deterioro/(reversión) neto de créditos comerciales y otras cuentas a cobrar	9.d	1,096		-	
Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro	9.e	5,355		5,861	
(Ingresos)/Gastos financieros	11-12	2,048		2,692	
Resultado neto de las inversiones de capital contabilizadas por el método de la participación	13	(349)		(111)	
Cambios en el capital circulante neto:		153		(1,265)	
- existencias	28	(117)		(112)	
- cuentas por cobrar	29	426	(253)	(1,530)	126
- deudas comerciales	39	734	559	65	(556)
- otros activos/pasivos contractuales	25	750		-	
- otros activos/pasivos		(1,640)	71	312	106
Provisiones para riesgos y gastos		449		353	
Utilización de las disposiciones		(1,226)		(1,149)	
Ingresos por intereses y otros ingresos financieros cobrados	11-12	1,768	59	2,898	18
Intereses y otros gastos financieros pagados	11-12	(4,342)	(55)	(4,747)	(25)
(Ingreso)/gasto neto por medición de materias primas		(71)		59	
Impuestos sobre la renta pagados	14	(1,721)		(1,579)	
(Ganancias)/Pérdidas de capital		(286)		(98)	
<b>Flujos de efectivo de las actividades de explotación (A)</b>		<b>11,075</b>		<b>10,125</b>	
Inversiones en inmovilizado material	16	(6,908)		(7,226)	
Inversiones en activos intangibles	20	(1,351)		(1,273)	
Inversiones en activos contractuales no corrientes		(271)		-	
Inversiones en entidades (o unidades de negocio) menos efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	6	(1,472)		(900)	
Enajenaciones de entidades (o unidades de negocio) menos efectivo y equivalentes de efectivo vendidos	6	424		216	
(Aumento)/Disminución de otras actividades de inversión		(83)		(111)	
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión/desinversión (B)</b>		<b>(9,661)</b>		<b>(9,294)</b>	
Deuda financiera (nuevo empréstito a largo plazo)	35	13,424		12,284	
Deuda financiera (amortizaciones y otras variaciones netas)	35	(10,214)	(89)	(10,579)	(179)
Operaciones con participaciones no dominantes		(1,402)		(478)	
Dividendos y dividendos a cuenta pagados		(3,444)		(2,873)	
<b>Flujos de efectivo de las actividades de financiación (C)</b>		<b>(1,636)</b>		<b>(1,646)</b>	
<b>Impacto de las fluctuaciones de los tipos de cambio en el efectivo y equivalentes de efectivo (D)</b>		<b>(185)</b>		<b>(390)</b>	
<b>Aumento/(Disminución) de efectivo y equivalentes de efectivo (A+B+C+D)</b>		<b>(407)</b>		<b>(1,205)</b>	
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período (1)		7,121		8,326	
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período (2)		6,714		7,121	

- (1) De los cuales 7.021 millones de euros a 1 de enero de 2018 (8.290 millones de euros a 1 de enero de 2017), 69 millones de euros en valores a corto plazo a 1 de enero de 2018 (36 millones de euros a 1 de enero de 2017) y 31 millones de euros en efectivo y equivalentes de efectivo correspondientes a "Activos mantenidos para la venta" a 1 de enero de 2018.
- (2) De los cuales 6.630 millones de euros a 31 de diciembre de 2018 (7.021 millones de euros a 31 de diciembre de 2017), 63 millones de euros a 31 de diciembre de 2018 (69 millones de euros a 31 de diciembre de 2017) y 21 millones de euros a 31 de diciembre de 2018 (31 millones de euros a 31 de diciembre de 2017) de efectivo y equivalentes de efectivo correspondientes a "Activos mantenidos para la venta".

## Notas a los estados financieros

### 1. Forma y contenido de los estados financieros

Enel SpA tiene su sede social en Viale Regina Margherita 137, Roma, Italia, y desde 1999 cotiza en la Bolsa de Milán. Enel es una multinacional energética y es uno de los principales operadores integrados del mundo en las industrias del gas y la electricidad, con especial atención a Europa y América del Sur.

Los estados financieros consolidados para el período terminado el 31 de diciembre de 2017 comprenden los estados financieros de Enel SpA, sus filiales y las participaciones del Grupo en empresas asociadas y negocios conjuntos, así como la participación del Grupo en los activos, pasivos, costes e ingresos de operaciones conjuntas ("el Grupo"). Se adjunta una relación de las sociedades dependientes, asociadas, negocios conjuntos y negocios conjuntos incluidos en el perímetro de consolidación. Los estados financieros consolidados fueron aprobados para su publicación por el Consejo el 21 de marzo de 2019.

Estos estados financieros han sido auditados por EY SpA.

#### Bases de presentación

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2018 han sido elaboradas 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 (CNIC), las interpretaciones del Comité de Interpretaciones de las NIIF (CINIIF) y el Comité de Interpretaciones Permanentes (CINIIF), reconocidos en la Unión Europea de conformidad con el Reglamento (CE) no. 1606/2002 y en vigor desde el cierre del ejercicio. Todas estas normas e interpretaciones se denominan en adelante "NIIF-UE".

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

Las cuentas anuales consolidadas se componen de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado del resultado global consolidado, el balance de situación 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 que se presentan en el balance de situación consolidado se clasifican en función de su "corriente/no corriente", incluyéndose la información por separado de los activos mantenidos para la venta y los pasivos incluidos en los grupos enajenables de elementos 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 explotación del Grupo o en los 12 meses siguientes a la fecha del balance; los pasivos corrientes son pasivos que se espera liquidar durante el ciclo normal de explotación del Grupo o dentro de los 12 meses siguientes al cierre del ejercicio.

La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada se clasifica en función de la naturaleza de los costes, con información separada de los ingresos (pérdidas) netos de las actividades continuadas y de los ingresos (pérdidas) netos de las actividades interrumpidas atribuibles a los accionistas de la Sociedad Dominante y a las participaciones no dominantes.

El método indirecto se utiliza para el estado de flujos de efectivo consolidado, con información separada de cualquier flujo de efectivo por actividades de explotación, inversión y financiación asociadas a operaciones interrumpidas.

En particular, aunque el Grupo no difiere de las disposiciones de la NIC 7 en la clasificación de las partidas:

> los flujos de efectivo de las actividades de explotación incluyen los flujos de efectivo de las operaciones principales, los intereses de los préstamos concedidos y obtenidos y los dividendos recibidos de las empresas conjuntas o asociadas;

> las actividades de inversión y desinversión comprenden las inversiones en inmovilizado material e inmaterial, así como la enajenación o disposición por otra vía de dichos activos y de los activos contractuales relacionados con las concesiones de servicios. Se incluyen, asimismo, los efectos de las combinaciones de negocios en las

que el Grupo adquiere o pierde el control de sociedades, así como otras inversiones de menor cuantía;

- > los flujos de efectivo de las actividades de financiación incluyen los flujos de efectivo generados por las transacciones de gestión de pasivos,

los dividendos pagados a las participaciones no dominantes por la Sociedad Matriz u otras sociedades consolidadas y los efectos de las transacciones en participaciones no dominantes que no cambien 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 el resultado del ejercicio se elimina en su totalidad con el fin de neutralizar el efecto en los flujos de efectivo de las actividades de explotación. Para más información sobre los flujos de caja tal y como se presentan en el estado de flujos de caja, véase la nota sobre "flujos de caja" en el informe de operaciones.

La cuenta de resultados, el balance y el estado de flujos de efectivo reportan operaciones con partes vinculadas, cuya definición se detalla en el siguiente apartado.

Las cuentas anuales consolidadas se han preparado siguiendo el método del coste, con excepción de las partidas valoradas a valor razonable de acuerdo con las NIIF, tal y como se explica en las bases de valoración aplicadas a cada partida individual, y de los activos no corrientes y grupos enajenables de elementos clasificados como mantenidos para la venta, que se valoran al menor valor entre su valor contable y su valor razonable menos los costes de venta.

Las cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, moneda funcional de la sociedad matriz Enel SpA. Todas las cifras están expresadas en millones de euros a menos que se indique lo contrario.

Los estados financieros consolidados proporcionan información comparativa con respecto al período anterior.

## **2. Políticas contables y criterios de valoración**

### **Uso de estimaciones y juicios de la gerencia**

La preparación de los estados financieros consolidados con arreglo a las NIIF-UE requiere que la dirección tome decisiones y realice estimaciones e hipótesis que puedan afectar al valor de los ingresos, costes, activos y pasivos, así como a la información relativa a las partidas afectadas y a los activos y pasivos contingentes en la fecha del balance. Las estimaciones y los juicios de la gerencia se basan en la experiencia previa y otros factores considerados razonables en las circunstancias. Se formulan cuando el valor contable de los activos y pasivos no se determina fácilmente a partir de otras fuentes. Por lo tanto, los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones e hipótesis se revisan periódicamente y los efectos de cualquier cambio se reflejan en la cuenta de resultados si sólo afectan a ese período. Si la revisión implica tanto el período actual como el futuro, el cambio se reconoce en el período en el que se realiza la revisión y en los períodos futuros relacionados.

Con el 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 dirección, subrayando los principales supuestos utilizados por la dirección para valorar estas partidas de conformidad con las NIIF-UE. El elemento crítico de tales valoraciones es el uso de suposiciones y juicios profesionales sobre cuestiones que por su propia naturaleza son inciertas.

Los cambios en las condiciones en las que se basan las hipótesis y juicios podrían tener un impacto sustancial en los resultados futuros.

## Utilización de estimaciones

### Ingresos

Los ingresos procedentes del suministro de electricidad y gas a los usuarios finales se reconocen en el momento de la entrega de la electricidad o del gas e incluyen, además de los importes facturados 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 suministrados durante el período, pero aún no facturados, que es igual a la diferencia entre la cantidad de electricidad y gas suministrada a la red de distribución y la facturada en el período, teniendo en cuenta cualquier pérdida de la red. Los ingresos entre la fecha de la última lectura del contador y el final del año se basan en estimaciones del consumo diario de los clientes individuales, determinadas principalmente sobre la base de su información histórica, ajustadas para reflejar los factores climáticos u otros factores que puedan afectar al consumo estimado.

### Pensiones y otras prestaciones post-empleo

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

Los gastos y el pasivo de estos planes se calculan sobre la base de estimaciones realizadas por actuarios consultores, que utilizan en sus cálculos una combinación de elementos estadísticos y actuariales, incluidos datos estadísticos sobre años anteriores y previsiones de costes futuros. Otros componentes de la estimación que se consideran son las tasas de mortalidad y de abandono, así como las hipótesis relativas a la evolución futura de los tipos de descuento, la tasa de aumento de los salarios, la tasa de inflación y las tendencias del coste de la asistencia sanitaria.

Estas estimaciones pueden diferir significativamente de la evolución real debido a cambios en las condiciones económicas y de mercado, aumentos o disminuciones en las tasas de abandono y en la vida útil de los participantes, así como a cambios en el coste efectivo de la asistencia sanitaria.

Estas diferencias pueden tener un impacto sustancial en la cuantificación de los costes de pensiones y otros gastos relacionados.

### Recuperación de activos no financieros

El valor en libros de los activos no corrientes se revisa periódicamente y siempre que las circunstancias o eventos sugieran la necesidad de una revisión más frecuente. El fondo de comercio se revisa al menos una vez al año. Dichas evaluaciones del valor recuperable de los activos se realizan de acuerdo con las disposiciones de la NIC 36, tal y como se describe con mayor detalle en la nota 21 siguiente.

En particular, el valor recuperable de los activos no corrientes y del fondo de comercio se basa en estimaciones y supuestos utilizados para definir la valoración de los flujos de efectivo y los tipos de descuento aplicados. Cuando el valor de los activos no corrientes se considera deteriorado, se amortizan hasta su importe recuperable, estimado en función de la utilización del activo y de su enajenación futura, de acuerdo con los planes más recientes del Grupo.

Los factores de estimación utilizados en el cálculo del importe recuperable se describen con mayor detalle en el apartado "Deterioro del valor de los activos no financieros". No obstante, los posibles cambios en los factores de estimación sobre los que se realiza el cálculo de dichos valores podrían generar diferentes valores recuperables. El análisis de cada grupo de activos no corrientes es único y requiere que la Dirección utilice estimaciones y asunciones consideradas prudentes y razonables en las circunstancias específicas.

### Pérdidas esperadas de crédito sobre activos financieros

Al final de cada fecha de cierre, el Grupo reconoce un fondo de provisión para pérdidas por pérdidas esperadas en créditos por clientes y otros activos financieros valorados a coste amortizado, instrumentos de deuda valorados a valor razonable a través de otro resultado global, activos contractuales y todos los demás activos comprendidos en el perímetro.

Las provisiones para insolvencias de activos financieros se basan en hipótesis sobre el riesgo de impago y en la valoración de las pérdidas esperadas por créditos. La Dirección utiliza su criterio para hacer estos supuestos y seleccionar los insumos para el cálculo del deterioro, basándose en la historia pasada del Grupo, en las condiciones de mercado existentes, así como en las estimaciones prospectivas al final de cada ejercicio sobre el que se informa.

La pérdida crediticia esperada (es decir, la ECL), determinada considerando la probabilidad de incumplimiento (PD), la pérdida en caso de incumplimiento (LGD) y la exposición en caso de incumplimiento (EAD), es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se vencen de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todos los déficit) descontados a la tasa de interés efectiva original (EIR).

En particular, para los deudores comerciales, los activos contractuales y los deudores por arrendamiento financiero, incluidos los que tienen un componente financiero significativo, el Grupo aplica el enfoque simplificado, determinando las pérdidas crediticias esperadas a lo largo de un período correspondiente a toda la vida de la cuenta a cobrar, generalmente igual a 12 meses.

Basándose en el mercado de referencia específico y en el contexto regulatorio del sector, así como en las expectativas de recuperación a 90 días, para dichas cuentas a cobrar, el Grupo Enel aplica principalmente una definición de incumplimiento de 180 días de antigüedad para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que esto se considera un indicio efectivo de un aumento significativo del riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros con más de 90 días de retraso no se consideran en general en mora, salvo en el caso de algunos mercados regulados específicos.

En el caso de los créditos comerciales y de los activos contractuales, el Grupo aplica principalmente un enfoque colectivo basado en la agrupación de los créditos en grupos específicos, teniendo en cuenta el contexto normativo y comercial específico. El Grupo aplica un enfoque analítico sólo en el caso de que las cuentas a cobrar sean consideradas individualmente significativas por la Dirección y exista información específica sobre cualquier incremento significativo del riesgo de crédito.

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

Por el contrario, para la valoración colectiva, las cuentas a cobrar se agrupan en función de las características de riesgo de crédito compartido y de la información vencida, considerando una definición específica de incumplimiento.

En función de cada negocio y del marco regulatorio local, así como de las diferencias en las carteras de los clientes, también en términos de riesgos, impagos y tasas de recuperación, se definen clusters específicos.

Se considera que los activos de los contratos tienen sustancialmente las mismas características de riesgo que las cuentas a cobrar por los mismos tipos de contratos.

Con el fin de valorar la ECL para los deudores comerciales de forma colectiva, así como para los activos contractuales, el Grupo considera las siguientes hipótesis relacionadas con los parámetros de la ECL:

> La PD, que se supone que es la tasa media de incumplimiento, se calcula sobre la base de grupos y teniendo en cuenta

datos históricos de un mínimo de 24 meses;

> LGD es función de las tasas de recuperación del balde por defecto, descontadas en el EIR; y  
> La DEE se estima como la exposición contable en la fecha de presentación neta de los depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas pero no vencidas y las facturas por emitir.

Con base en evaluaciones gerenciales específicas, el ajuste prospectivo puede ser aplicado considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos que puedan afectar el riesgo de la cartera o del instrumento financiero.

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

#### Valor amortizable de determinados elementos de las centrales hidroeléctricas italianas tras la promulgación de la Ley 134/2012

La Ley 134 del 7 de agosto de 2012, que contiene "medidas urgentes para el crecimiento" (publicada en la Gazzetta Ufficiale del 11 de agosto de 2012), introdujo una revisión radical 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 desvío de aguas hidroeléctricas importantes y en casos de caducidad, renuncia o revocación, cuando no exista un público prevaleciente, interés por un uso diferente del agua, incompatible con su uso para la generación hidroeléctrica, la autoridad competente, la entidad pública organizará una licitación pública para la adjudicación de la concesión por un período comprendido entre 20 y un máximo de 30 años.

A fin de garantizar la continuidad operativa, la ley también regula las modalidades de transferencia de la propiedad de la unidad de negocio necesaria para la explotación de la concesión, incluidas todas las relaciones jurídicas relativas a 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 la admisión y regulación de obras, conductos y canales de desagüe, que según la ley consolidada (artículo 25 del Real Decreto 1775/1993, de 11 de diciembre), el coste revalorizado menos las subvenciones de capital oficiales, también revalorizadas, recibidas por la concesionaria para la construcción de dichas obras, amortizadas al desgaste normal;

> En el caso de otro inmovilizado material, el valor de mercado, es decir, el valor de reposición, reducido en depreciación estimada por uso y desgaste normal.

Si bien se reconoce que la nueva normativa introduce cambios importantes en la transferencia de propiedad de la unidad de negocio en relación con la explotación de la concesión hidroeléctrica, la aplicación práctica de estos principios se enfrenta a dificultades, dadas las incertidumbres que no permiten la formulación de una estimación fiable del valor que puede recuperarse al final de las concesiones existentes (valor residual).

Por consiguiente, la dirección ha decidido que no puede presentar 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 llevó a la dirección a revisar los calendarios de amortización de los activos clasificados como cedidos gratuitamente antes de la entrada en vigor de la Ley 134/2012 (hasta el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2011), dado que los activos debían cederse gratuitamente, el período de amortización era igual a la fecha más próxima entre el término de la concesión y el final de la vida útil del activo individual), calculando la amortización no ya a lo largo de la duración de la concesión sino, en caso de que fuera mayor, a lo largo de la vida económica y técnica de los activos individuales. Si se dispusiera de información adicional que permita calcular el valor residual, el valor contable de los activos en cuestión se ajustará de forma prospectiva.

## Determinación del valor razonable de los instrumentos financieros

El valor razonable de los instrumentos financieros se determina sobre la base de precios directamente observables en el mercado, cuando están disponibles, o, para los instrumentos financieros no cotizados, utilizando técnicas de valoración específicas (basadas principalmente en el valor actual) que maximizan el uso de insumos de mercado observables. En raras circunstancias en las que esto no es posible, los insumos son estimados por la dirección teniendo debidamente en cuenta las características de los instrumentos que se están midiendo.

De acuerdo con la NIIF 13, el Grupo incluye una valoración del riesgo de crédito, tanto de la contraparte (Ajuste por valoración de crédito o CVA) como del propio (Ajuste por valoración de débito o DVA), con el fin de ajustar el valor razonable de los instrumentos financieros al correspondiente importe del riesgo de contraparte, utilizando el método descrito en la nota.

47. Los cambios en los supuestos realizados en la estimación de la fecha de entrada podrían tener un impacto en el valor razonable reconocido para esos instrumentos.

## Recuperación de activos por impuestos diferidos

Al 31 de diciembre de 2018, los estados financieros consolidados presentan activos por impuestos diferidos por las pérdidas fiscales a revertir en ejercicios posteriores y componentes de ingresos cuya deducibilidad se difiere en un importe cuya recuperación es considerada por la administración como altamente probable.

La recuperabilidad de dichos activos está sujeta a la obtención de ganancias futuras suficientes para absorber dichas pérdidas fiscales y para utilizar los beneficios de los demás activos por impuestos diferidos.

Se requiere un juicio significativo de la administración para determinar el monto de los activos por impuestos diferidos que pueden ser reconocidos, con base en el momento probable y el nivel de ganancias gravables futuras, junto con las estrategias de planificación fiscal futuras y los tipos impositivos aplicables en la fecha de la reversión. No obstante, si el Grupo tuviera conocimiento de que en ejercicios futuros no puede recuperar la totalidad o parte de los activos fiscales reconocidos, el ajuste correspondiente se imputaría a la cuenta de pérdidas y ganancias en el ejercicio en que se produjera esta circunstancia.

## Litigios

El Grupo Enel está involucrado en diversos litigios civiles, administrativos y fiscales relacionados con el ejercicio normal de sus actividades que podrían dar lugar a responsabilidades significativas. No siempre es objetivamente posible predecir el resultado de estos conflictos. La evaluación de los riesgos asociados a este litigio se basa en factores complejos, cuya propia naturaleza exige recurrir a los juicios de la dirección, incluso teniendo en cuenta la contribución de los asesores externos que asisten al Grupo, sobre la conveniencia de clasificarlos como pasivos o pasivos contingentes.

Se han reconocido provisiones para cubrir todos los pasivos significativos en aquellos casos en los que los asesores legales consideran probable un resultado adverso y se puede realizar una estimación razonable del importe de la pérdida la nota 51 proporciona información sobre los pasivos contingentes más significativos del Grupo.

## Obligaciones asociadas a las centrales de generación, incluyendo el desmantelamiento y la restauración del emplazamiento

Las actividades de generación pueden conllevar obligaciones para el operador con respecto a futuras intervenciones que deberán realizarse una vez finalizada la vida útil de la central.

Estas intervenciones pueden consistir en el desmantelamiento de las instalaciones y la restauración del emplazamiento, u otras obligaciones relacionadas con el tipo de tecnología de generación de que se trate.

La naturaleza de estas obligaciones también puede tener un impacto importante en el tratamiento contable utilizado para ellas.

En el caso de las centrales nucleares, cuyos costes se refieren tanto al desmantelamiento como al almacenamiento de combustible residual y otros materiales radiactivos, la estimación del coste futuro es un proceso crítico, dado que los costes se producirán a lo largo de 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 efectivo futuros esperados que el Grupo considera que tendrá que pagar para cumplir con las obligaciones asumidas.

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 está ubicada la planta.

Esta responsabilidad es cuantificada por la dirección 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, clausura 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.

### **Juicios de la gerencia**

#### **Identificación de las unidades generadoras de efectivo (UGE)**

En aplicación de la NIC 36 "Deterioro del valor de los activos", el fondo de comercio reconocido en las cuentas anuales consolidadas del Grupo como consecuencia de combinaciones de negocios se ha asignado a una o varias UGE que se beneficiarán de la combinación. Una UGE es el grupo de activos más pequeño que genera entradas de efectivo en gran medida independientes.

En la identificación de estas UGEs, la dirección ha tenido en cuenta la especificidad de sus activos y del negocio en el que interviene (área geográfica, área de negocio, marco regulatorio, etc.), comprobando que los flujos de efectivo de un determinado grupo de activos son estrechamente independientes y en gran medida autónomos de los asociados a otros activos (o grupos de activos).

Asimismo, se han identificado los activos de cada UGE en función de la forma en que la dirección gestiona y supervisa dichos activos dentro del modelo de negocio adoptado. Para un análisis más detallado, véanse las notas 5 y 6 más adelante y el análisis de la sección "Resultados por áreas de negocio" del informe sobre operaciones. Las UGE identificadas por la Dirección a las que se ha asignado el fondo de comercio reconocido en estas cuentas anuales consolidadas se indican en el apartado de fondo de comercio, al que se invita al lector a remitirse.

El número y alcance de las UGE se actualizan sistemáticamente para reflejar el impacto de las nuevas combinaciones y reorganizaciones de negocio realizadas por el Grupo, así como para tener en cuenta los factores externos que puedan afectar a la capacidad de los grupos de activos para generar flujos de efectivo independientes.

## Determinación de la existencia de control

De acuerdo con lo establecido en la NIIF 10, el control se obtiene cuando el Grupo está expuesto, o tiene derechos, a rendimientos variables derivados de su relación con la participada y tiene la capacidad de afectar a dichos rendimientos a través de su poder sobre la misma. El poder se define como la capacidad actual para dirigir las actividades relevantes 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 se deriva de los derechos sustantivos que cada inversor tiene sobre la participada. En consecuencia, la Dirección debe utilizar su criterio para evaluar si determinadas situaciones específicas determinan derechos sustantivos que otorgan al Grupo el poder de dirigir las actividades relevantes de la entidad 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 derechos de voto potenciales (opciones de compra, certificados de opción de compra, opciones de venta concedidas a accionistas no controladores, etc.). Estos otros hechos y circunstancias podrían ser especialmente significativos en dicha evaluación cuando el Grupo posea menos de la mayoría de los derechos de voto, o derechos similares, en la participada.

Tras este análisis de la existencia de control, que ya se había realizado en ejercicios anteriores de acuerdo con lo establecido en la NIC 27 entonces aplicable, el Grupo consolidó algunas sociedades (Emgesa y Codensa) línea por línea, aunque no poseía más de la mitad de los derechos de voto. Este enfoque se ha mantenido en la evaluación realizada en aplicación de la NIIF 10 sobre la base de los requisitos antes mencionados, tal y como se detalla en el anexo "Filiales, asociadas y otras participaciones significativas del Grupo Enel a 31 de diciembre de 2018" de estas cuentas anuales.

El Grupo reevalúa si controla o no a una entidad participada si los hechos y circunstancias indican que se han producido cambios en uno o más de los elementos considerados para verificar la existencia de control.

Por último, la evaluación de la existencia de control no encontró ninguna situación de control de facto.

## Determinación de la existencia de control conjunto y del tipo de acuerdo conjunto

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

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

Un acuerdo de empresa en participación puede configurarse como una empresa en participación o una operación en participación. Las empresas en participación son acuerdos conjuntos en virtud de los cuales las partes que ejercen el control conjunto tienen derechos sobre los activos netos del acuerdo. Por el contrario, las operaciones conjuntas son acuerdos conjuntos en virtud de los cuales las partes que ejercen el control conjunto tienen derechos sobre los activos y obligaciones de los pasivos relacionados con el acuerdo.

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

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

El Grupo reevalúa si tiene o no control conjunto si los hechos y circunstancias indican que se han producido cambios en uno o más de los elementos considerados para verificar la existencia de control conjunto y el tipo de acuerdo conjunto.

#### **Determinación de la existencia de influencia significativa sobre una asociada**

Se consideran empresas asociadas 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 participada, pero no de ejercer control o control conjunto sobre dichas políticas. En general, se presume que el Grupo tiene una influencia significativa cuando tiene una participación igual o superior al 20%.

Para determinar la existencia de influencia significativa, la gerencia debe aplicar su juicio y considerar todos los hechos y circunstancias.

El Grupo reevalúa si tiene o no influencia significativa si los hechos y circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los elementos considerados para verificar la existencia de 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 virtud de los cuales el concedente transfiere a un concesionario el derecho a prestar servicios públicos que dan acceso a los principales establecimientos públicos durante un período de tiempo determinado a cambio de gestionar la infraestructura utilizada para prestar esos servicios públicos.

Más concretamente, la CINIIF 12 se aplicará a los acuerdos de concesión de servicios entre el sector público y el privado si el concedente:

> controla o regula qué servicios debe prestar el operador con la infraestructura, a quién debe prestarlos y a qué precio; y

> controla, mediante la propiedad o de otro modo, cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del período de vigencia del acuerdo.

Al evaluar la aplicabilidad de estas provisiones para el Grupo, la administración analizó cuidadosamente las concesiones existentes.

Sobre la base de este análisis, las disposiciones de la CINIIF 12 son aplicables a algunas de las infraestructuras de una serie de empresas que operan en Brasil.

#### **Ingresos procedentes de contratos con clientes (dentro del alcance de la NIIF 15)**

##### *Identificación del contrato*

El Grupo analiza cuidadosamente los términos y condiciones contractuales a nivel jurisdiccional para determinar cuándo existe un contrato y las condiciones de exigibilidad de dicho contrato, con el fin de aplicar la NIIF 15 únicamente a dichos contratos.

##### *Identificación y satisfacción de las obligaciones de desempeño*

Cuando un contrato incluye múltiples bienes o servicios prometidos, para evaluar si deben contabilizarse por separado o como grupo, 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 bajo el marco legal y reglamentario pertinente.

Para evaluar cuándo se satisface una obligación de desempeño, el Grupo evalúa cuándo se transfiere el control de los bienes o servicios al cliente, valorado principalmente desde la perspectiva del cliente. El Grupo determina en primer lugar si la obligación de rendimiento cumple los criterios para reconocer los ingresos a lo largo del tiempo. Si el control se transfiere a lo largo del tiempo, el Grupo selecciona un método adecuado para medir el progreso hacia la satisfacción completa de la obligación de cumplimiento, teniendo en cuenta también la naturaleza de los bienes o servicios prometidos y de la obligación de cumplimiento. Si no se cumple ninguno de los criterios de tiempo extra, el Grupo determina el momento en el que el cliente obtiene el control, considerando si los indicadores de la transferencia de control indican colectivamente que el cliente ha obtenido el control.

En particular, teniendo en cuenta que la NIIF 15 modifica los principales conceptos y principios de reconocimiento de ingresos, el Grupo considera que los siguientes flujos de ingresos principales requieren una evaluación específica de acuerdo con los nuevos requisitos contables:

> un acuerdo de suministro de gas/electricidad firmado con un usuario final incluye una única obligación de rendimiento (venta y transporte de la mercancía) porque el Grupo ha evaluado que el contrato no proporciona bienes/servicios distintos y la promesa se cumple transfiriendo el control de la mercancía al cliente cuando se entrega en el punto de entrega. Con el fin de determinar la naturaleza de la promesa incluida en dichos contratos, el Grupo analiza cuidadosamente los hechos y circunstancias aplicables a cada contrato y producto básico.

Sin embargo, el Grupo considera que la obligación de rendimiento prevista para un contrato de servicio repetitivo, como un contrato de suministro o de transporte de electricidad/gas a los usuarios finales, se satisface normalmente a lo largo del tiempo (porque el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios de la mercancía tal y como se entrega) como parte de una serie de bienes/servicios distintos (es decir, cada unidad de mercancía) que son sustancialmente iguales y tienen el mismo patrón de transferencia al cliente. En estos casos, el Grupo aplica un método de salida para reconocer los ingresos por el importe al que tiene derecho a facturar al cliente si dicho importe se corresponde directamente con el valor para el cliente de la prestación realizada hasta la fecha;

> las tarifas de conexión a la red recibidas de los clientes por su conexión a la red de distribución de gas/electricidad requieren una evaluación específica del Grupo para tener en cuenta todos los términos y condiciones de los acuerdos de conexión que pueden variar de un país a otro en función del contexto, la normativa y las leyes locales. Esta evaluación se realiza para evaluar si el contrato incluye otros bienes o servicios distintos, como por ejemplo, el derecho a obtener el 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 o cerca del inicio del contrato, un derecho material que da lugar a una obligación de cumplimiento.

En particular, en algunos países en los que opera el Grupo, se evalúa que la naturaleza de la contraprestación recibida representa una "comisión inicial no reembolsable" cuyo pago proporciona un derecho significativo al cliente. Para determinar si el plazo para el reconocimiento de este derecho material se extendería más allá del período contractual inicial, el Grupo tiene en cuenta los marcos legales y reglamentarios aplicables al contrato y que afectan a las partes. En estos casos, si existe una cesión implícita del derecho material y una obligación desde el cliente inicial al nuevo cliente, el Grupo reconoce la cuota de conexión en un periodo superior al de la relación con el cliente inicial, considerando las condiciones de la concesión como el periodo durante el cual el cliente inicial y cualquier cliente futuro pueden beneficiarse del acceso continuo sin pagar una cuota de conexión adicional. En consecuencia, la comisión se reconoce a lo largo del periodo en el que el pago crea para el Grupo la obligación de poner a disposición de los futuros clientes los precios más bajos (es decir, el periodo durante el cual se espera que el cliente se beneficie del servicio de acceso continuo sin tener que pagar una "comisión por adelantado" en el momento de la renovación);

> Los contratos de construcción suelen incluir una obligación de rendimiento satisfecha en el tiempo; para estos contratos, el Grupo considera generalmente apropiado el uso de un método de entrada para medir el progreso, excepto cuando el análisis específico de los contratos sugiere el uso de un método alternativo. En estos casos, se considera que el método del coste incurrido (método coste a coste) es el mejor método para representar la obligación de rendimiento del Grupo satisfecha en la fecha de cierre del ejercicio.

#### *Determinación del precio de transacción*

El Grupo considera todos los hechos y circunstancias relevantes para determinar si un contrato incluye una contraprestación variable (es decir, una contraprestación que puede variar o que depende de la ocurrencia o no de un evento futuro). En la estimación de 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 el precio de la transacción sólo en la medida en que sea altamente probable que no se produzca una reversión significativa en el ingreso acumulado reconocido cuando se resuelva la incertidumbre.

#### *Evaluación del principal frente a la del 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 tanto, no controla los bienes o servicios antes de que sean transferidos a los clientes. Por ejemplo, el Grupo actúa como agente en algunos contratos de servicios de conexión a la red de gas/electricidad y otras actividades relacionadas, dependiendo del marco legal y regulatorio local.

#### *Asignación del precio de transacción*

Para los contratos que tienen más de una obligación de rendimiento (por ejemplo, los contratos de venta "combinados"), el Grupo generalmente asigna el precio de transacción a cada obligación de rendimiento 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, en caso contrario, utilizando un método de estimación que maximiza el uso de insumos observables y aplicándolo consistentemente a acuerdos similares.

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

#### **Costes del contrato**

El Grupo sólo capitaliza los costes incrementales en los que incurre para obtener un contrato con un cliente dentro del alcance de la NIIF 15 (directamente atribuibles a un contrato identificado y pagados sólo si se obtiene el contrato) si espera recuperar los costes, mediante reembolsos (recuperabilidad directa) o el margen (recuperabilidad indirecta).

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

El Grupo apoya la recuperabilidad de dichos costes sobre la base de su experiencia con otras transacciones similares y evaluando diversos factores, incluyendo potenciales renovaciones, modificaciones y contratos de seguimiento con el mismo cliente.

El Grupo amortiza dichos costes a lo largo del plazo medio de sus clientes. Para determinar este periodo esperado de beneficio del contrato, el Grupo considera su experiencia pasada (por ejemplo, el "churn rate"), la evidencia predictiva de contratos similares y la información disponible sobre el mercado.

#### **Clasificación y valoración de los activos financieros**

En el momento del reconocimiento inicial, para clasificar los activos financieros como activos financieros al costo amortizado, al valor razonable a través de otro resultado integral y al valor razonable con cambios en resultados, la administración evalúa tanto las características contractuales de los flujos de efectivo del instrumento como el modelo de negocios para la administración de los activos financieros con el fin de generar flujos de efectivo.

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

El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo resultarán del cobro de los flujos de efectivo contractuales, de la venta de los activos financieros, o de ambos.

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

#### **Contabilidad de coberturas**

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

Por ello, al inicio de la operación, el Grupo documenta la relación de cobertura entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos y estrategia de gestión de riesgos. El Grupo también evalúa, tanto al inicio de la cobertura como de forma continua, si los instrumentos de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

A juicio de la dirección, la evaluación de la eficacia basada en la existencia de una relación económica entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, el dominio del riesgo de crédito en los cambios de valor y el ratio de cobertura, así como la medición de la ineficacia, se evalúa mediante una evaluación cualitativa o un cálculo cuantitativo, en función de los hechos y circunstancias específicos y de las características de las partidas cubiertas y de los instrumentos de cobertura.

Para las coberturas de flujos de efectivo de las transacciones previstas designadas como partidas cubiertas, la dirección evalúa y documenta que son altamente probables y presentan una exposición a los cambios en los flujos de efectivo que afectan al resultado del ejercicio.

Para más detalles sobre los supuestos clave sobre la evaluación de la eficacia y la medición de la ineficacia, véase la nota 46 "Derivados y contabilidad de coberturas".

#### **Partes relacionadas**

Las partes vinculadas son principalmente partes que tienen la misma entidad de control que Enel SpA, empresas que directa o indirectamente a través de uno o más intermediarios controlan, están 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. También se consideran partes vinculadas las entidades que gestionan planes de prestaciones post-empleo para los empleados de Enel SpA o de sus empresas asociadas (en concreto, los fondos de pensiones FOPEN y FONDENEL), así como los miembros de los consejos de administración de los auditores de cuentas y sus familiares directos, y el personal clave de la dirección y sus

familiares directos de Enel SpA y sus filiales. El personal gerencial clave está compuesto por personal gerencial que tiene el poder y la responsabilidad directa o indirecta de la planificación, gestión y control de las actividades de la empresa.

Incluyen a los directores.

### **Subsidiarias**

Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales el Grupo tiene control. El Grupo controla una entidad, independientemente de la naturaleza de la relación formal entre ellas, cuando está expuesta/tiene derechos sobre rendimientos variables 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 subsidiarias se consolidan línea por línea desde 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 Controladora.

En el caso de que una sociedad dependiente aplique políticas contables diferentes a las adoptadas en la preparación de las cuentas anuales consolidadas por transacciones y hechos similares y en circunstancias similares, se realizan los ajustes oportunos para asegurar la conformidad con las políticas contables del Grupo.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos de una dependiente adquiridos o enajenados durante el ejercicio se incluyen o excluyen de las cuentas anuales consolidadas, respectivamente, desde la fecha en que el Grupo toma el control o hasta la fecha en que el Grupo cesa el control de la dependiente.

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

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

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

Cuando el Grupo deja de tener control sobre una filial, cualquier participación retenida en la entidad se vuelve a valorar a su valor razonable, reconocido con cargo a resultados, en la fecha en que se pierde el control. Además, cualquier monto previamente reconocido en otra utilidad integral con respecto a la anterior subsidiaria se contabiliza como si el Grupo hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados.

### **Inversión en joint ventures y empresas asociadas**

Un negocio conjunto es una entidad sobre la que el Grupo ejerce el control conjunto y tiene derechos sobre los activos netos del acuerdo. El control conjunto es el reparto del control de un acuerdo, en virtud del cual las decisiones sobre las actividades pertinentes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Una asociada es una entidad sobre la que el Grupo tiene una influencia significativa. La influencia significativa es el poder de participar en las decisiones de política financiera y de explotación de la participada sin tener control o control conjunto sobre la misma.

Las inversiones del Grupo en sus negocios conjuntos y asociadas se contabilizan por el método de la participación. De acuerdo con el método de la participación, estas inversiones se contabilizan inicialmente por su coste de adquisición y cualquier fondo de comercio derivado de la diferencia entre el coste 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 importe en libros de la inversión. El fondo de comercio no se somete a pruebas individuales de deterioro del valor.

Después de la fecha de adquisición, su importe en libros se ajusta para reconocer los cambios en la participación del Grupo en los resultados de la asociada o negocio conjunto. El OCI de dichas sociedades participadas se presenta como partidas específicas del OCI del Grupo.

Las distribuciones recibidas del negocio conjunto y de las empresas asociadas reducen el valor en libros de las inversiones. Las pérdidas y ganancias resultantes de las transacciones entre el Grupo y las asociadas o negocios conjuntos se eliminan en la medida de la participación en la asociada o negocio conjunto.

Los estados financieros de las asociadas o negocios conjuntos se preparan para el mismo período de información que el Grupo. Cuando es necesario, se realizan ajustes para adecuar las políticas contables a las del Grupo. Después de aplicar el método de la participación, el Grupo determina si es necesario reconocer una pérdida por deterioro de su inversión en una asociada o negocio conjunto. Si existe tal evidencia, el Grupo calcula el importe del deterioro como la diferencia entre el importe recuperable de la asociada o negocio conjunto y su importe en libros.

En el caso de la empresa en participación Slovak Power Holding BV, las pérdidas por deterioro se evalúan determinando el valor recuperable utilizando la fórmula de precios especificada en el acuerdo de venta de la participación del 66% de Slovenské elektrárne por Enel Produzione a EP Slovakia, que se basa en diversos parámetros, entre los que se incluyen la evolución de la posición financiera neta de SE, la evolución de los precios de la energía en el mercado eslovaco, la eficiencia de funcionamiento de SE, medida sobre la base de los puntos de referencia definidos en el contrato, y el valor de la empresa de las unidades de Mochovce 3 y 4. Este valor se compara con el valor en libros de la inversión, que se mide en base a los resultados de dicha fórmula en la fecha de cierre de la transacción del 28 de julio de 2017.

Si la inversión deja de ser una asociada o un negocio conjunto, el Grupo reconoce cualquier inversión retenida a su valor razonable, con cambios en resultados. Cualquier importe previamente reconocido en otro resultado global con respecto a la anterior asociada o negocio conjunto se contabiliza como si el Grupo hubiera enajenado directamente los activos o pasivos relacionados.

Si se reduce la participación del Grupo en una asociada o negocio conjunto, pero el Grupo continúa ejerciendo una influencia significativa o control conjunto, el Grupo continúa aplicando el método de la participación y la parte de la ganancia o pérdida que había sido previamente reconocida en otro resultado global relacionado con esa reducción se contabiliza como si el Grupo hubiera enajenado directamente los activos o pasivos relacionados.

Cuando una parte de la inversión en una asociada o negocio conjunto cumple los criterios para ser clasificada como mantenida para la venta, cualquier parte retenida de la inversión en la asociada o negocio conjunto que no haya sido clasificada como mantenida para la venta se contabilizará utilizando el método de la participación hasta que tenga lugar la enajenación o disposición por otra vía de la parte clasificada como mantenida para la venta.

Las operaciones conjuntas son acuerdos conjuntos en virtud de los cuales las partes que ejercen el control conjunto tienen derechos sobre los activos y obligaciones de los pasivos relacionados con el acuerdo. Para cada operación conjunta, el Grupo reconoce los activos, pasivos, costes e ingresos sobre la base de las disposiciones del acuerdo y no de la participación que posee.

### **Conversión de partidas de moneda extranjera**

Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional se registran 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 al final del 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 valorados a valor razonable se convierten utilizando el tipo de cambio de la fecha en que se determinó dicho valor. Las diferencias de cambio se reconocen en la cuenta de pérdidas y ganancias.

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

Si existen múltiples pagos o cobros anticipados, el Grupo determina la fecha de la transacción para cada pago o recibo de la contraprestación por adelantado.

### **Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera**

A efectos de las cuentas anuales consolidadas, todos los resultados, activos y pasivos se expresan en euros, que es la moneda funcional de la Sociedad Dominante, Enel SpA.

Para la elaboración de las cuentas anuales consolidadas, las cuentas anuales de las entidades consolidadas en monedas funcionales distintas de la moneda de presentación utilizada en las cuentas anuales consolidadas se convierten a euros aplicando a las partidas de la cuenta de pérdidas y ganancias el tipo de cambio de cierre del ejercicio correspondiente a los activos y pasivos, incluidos los fondos de comercio y los ajustes de consolidación, así como el tipo de cambio medio del ejercicio, que se aproxima a los tipos de cambio vigentes en la fecha de las respectivas operaciones.

Las ganancias o pérdidas cambiarias resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto en una reserva especial. Las ganancias y pérdidas se reconocen proporcionalmente en la cuenta de resultados en el momento de la enajenación (parcial o total) de la filial.

### **Combinaciones de negocios**

Las combinaciones de negocios iniciadas antes del 1 de enero de 2010 y completadas dentro de ese ejercicio se reconocen de acuerdo con la NIIF 3 (2004).

Dichas combinaciones de negocios se han registrado por el método de compra, en el que el coste de adquisición es igual al valor razonable en la fecha de intercambio de los activos adquiridos y de los pasivos incurridos o asumidos, más los costes directamente atribuibles a la adquisición. Este coste se ha imputado mediante el reconocimiento de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la sociedad adquirida a su valor razonable. Cualquier diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos netos adquiridos pertenecientes a los accionistas de la Sociedad Matriz, se reconoce como crédito mercantil. Cualquier diferencia negativa se reconocía en el resultado del ejercicio. El valor de las participaciones no dominantes se determinó en proporción a la participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio neto. En el caso de las combinaciones de negocios por etapas, a la fecha de la adquisición, cualquier ajuste al valor razonable de los activos netos adquiridos previamente se reconocía en el patrimonio

neto; el monto del crédito mercantil se determinaba para cada transacción por separado con base en los valores razonables de los activos netos de la adquirida a la fecha de cada transacción de intercambio.

Las combinaciones de negocios realizadas a partir del 1 de enero de 2010 se reconocen de acuerdo con la NIIF 3 (2008), que en adelante se denominará NIIF 3 (revisada).

En concreto, las combinaciones de negocios se reconocen por el método de adquisición, donde el coste de adquisición (la contraprestación transferida) es igual al valor razonable en la fecha de compra de los activos adquiridos y de los pasivos incurridos o asumidos, así como de 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 costes directamente atribuibles a la adquisición se reconocen en la cuenta de resultados.

La contraprestación transferida se asigna mediante el reconocimiento de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la sociedad adquirida a su valor razonable en la fecha de adquisición. Cualquier diferencia positiva entre el precio pagado, medido al valor razonable a la fecha de adquisición, más el valor de cualquier participación no dominante, y el valor neto de los activos y pasivos identificables de la adquirida, medido al valor razonable, se reconoce como fondo de comercio. Cualquier diferencia negativa se reconoce en el resultado del ejercicio.

El valor de las participaciones no dominantes se determina en proporción a la participación de los accionistas minoritarios en los activos netos identificables de la adquirida o a su valor razonable en la fecha de adquisición.

En el caso de combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición del control, la participación en el patrimonio neto de la adquirida que se mantenía anteriormente se revaloriza a su valor razonable y cualquier diferencia positiva o negativa se reconoce en el resultado del ejercicio.

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 alcance de la NIIF 9, se reconocen en el resultado del ejercicio. Si la contraprestación contingente no está dentro del alcance de la NIIF 9, se valorará de acuerdo con las NIIF-UE correspondientes. Las contraprestaciones contingentes que se clasifican como patrimonio no se revalorizan y su liquidación posterior se contabiliza dentro del patrimonio neto.

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 que resultan 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**

El Grupo aplica la NIIF 13 a todas las valoraciones y revelaciones del valor razonable exigidas o permitidas por las normas internacionales de contabilidad.

El valor razonable se define como el precio que se recibiría por vender un activo o se pagaría por transferir un pasivo, en una transacción ordenada, entre participantes del mercado, en la fecha de valoración (es decir, un precio de salida).

La valoración del valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado con el mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se realiza en el mercado más ventajoso al que el Grupo tiene acceso, es decir, el mercado que maximiza el importe que se recibiría para vender el activo o minimiza el importe que se pagaría para transferir el pasivo.

El valor razonable de un activo o un pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes en el mercado utilizarían al fijar el precio del activo o del pasivo, suponiendo que los participantes en el mercado actúen en su mejor interés económico. Los participantes en el mercado son vendedores y compradores

independientes y bien informados que pueden realizar una transacción por el activo o el pasivo y que están motivados pero no obligados a hacerlo.

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

> para un activo no financiero, la medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad de un participante del mercado para generar beneficios económicos utilizando el activo en su mejor y más alto uso o vendiéndolo a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su mejor y más alto uso;

> para los pasivos y los instrumentos de capital propio, el valor razonable refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo

que una entidad no cumplirá con una obligación, incluyendo entre otros el riesgo de crédito del propio Grupo;

> en el caso de grupos de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensatorias en riesgo de mercado o riesgo de crédito, gestionados sobre la base de la exposición neta de la entidad a dichos 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 los datos observables relevantes y minimizando el uso de datos no observables.

### **Propiedades, planta y equipo**

El inmovilizado material se presenta por su coste de adquisición, neto de la amortización acumulada y, en su caso, de las pérdidas por deterioro acumuladas. Dicho coste incluye los gastos directamente atribuibles a la colocación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para su uso previsto.

El coste se incrementa también por el valor actual de la estimación de los costes de desmantelamiento y restauración del lugar en el que se encuentra el activo cuando existe una obligación legal o implícita de hacerlo. El pasivo correspondiente se reconoce en el epígrafe de provisiones para riesgos y gastos. El tratamiento contable de los cambios en la estimación de estos costes, el paso del tiempo y el tipo de descuento se discute en "Provisiones para riesgos y gastos".

El inmovilizado material transferido por los clientes para su conexión a la red de distribución de energía eléctrica y/o para la prestación de otros servicios relacionados se reconoce inicialmente por su valor razonable en la fecha en que se obtiene el control.

Los costes por intereses que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de un activo apto, es decir, un activo que tarda un período de tiempo considerable en estar listo para su uso o venta, se capitaliza como parte del coste de los propios activos. Los costos por intereses asociados con la compra/construcción de activos que no cumplen con estos requisitos se cargan a la cuenta de resultados en el período en que se incurren.

Algunos activos que se revalorizaron en la fecha de transición NIIF-UE o en ejercicios anteriores se reconocen por su valor razonable, que se considera como su coste atribuido en la fecha de revalorización.

Cuando los elementos individuales de los principales componentes del inmovilizado material tienen vidas útiles diferentes, los componentes se reconocen y amortizan por separado.

Los costes subsiguientes se reconocen como un aumento en el importe en libros del activo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con el coste incurrido para sustituir una parte del activo fluyan al Grupo y el coste de la partida pueda ser valorado de forma fiable. Todos los demás costes se reconocen en la cuenta de resultados a medida que se incurren. El coste de sustitución de una parte o de la totalidad de un activo se reconoce como un aumento en el importe en libros del activo y se amortiza a lo largo de su vida útil; el importe en libros neto de la unidad sustituida se da de baja en cuentas a través del resultado del ejercicio.

El inmovilizado material, neto de su valor residual, se amortiza linealmente a lo largo de su vida útil estimada, que se revisa anualmente y, en su caso, se ajusta de forma prospectiva. La amortización comienza cuando el activo fijo está disponible para su uso.

La vida útil estimada de los principales elementos del inmovilizado material es la siguiente:

Construcciones civiles	10-70 años
Edificios y obras civiles incorporadas a las plantas	10-100 años
- Centrales hidroeléctricas:	
- conducto	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 turbinas de gas	3-59 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	3-59 años
- otras obras hidráulicas fijas	3-62 años
Plantas de energía nuclear	50 años
- Plantas de energía geotérmica:cooling towers	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
Alumbrado público y artístico:	
- instalaciones de alumbrado público	10-20 años
Instalaciones de iluminación artística	20 años
Líneas de transporte	12-50 años
Estaciones transformadoras	20-55 años
Planta de distribución:	
- líneas de alto voltaje	10-60 años
- estaciones transformadoras primarias	5-55 años
- líneas de baja y media tensión	5-50 años
Metros:	
- medidores electromagnéticos	3-34 años
- equipos de medición del balance eléctrico	3-30 años
- medidores electrónicos	6-35 años

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

Los terrenos no se amortizan al tener una vida útil indefinida.

Los activos reconocidos en el inmovilizado material se dan de baja en el momento de su enajenación o disposición por otra vía (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 enajenación o disposición por otra vía. Cualquier ganancia o pérdida, reconocida a través del resultado del ejercicio, se calcula como la diferencia entre el producto neto de la enajenación o disposición por otra vía, determinado de acuerdo con los requerimientos de precios de transacción de la NIIF 15, y el valor neto en libros de los activos dados de baja.

### **Bienes a ceder gratuitamente**

Las plantas del Grupo incluyen activos a ceder gratuitamente al término de las concesiones. Se trata principalmente de las grandes obras de derivación de agua y de los terrenos públicos utilizados para la explotación de las centrales térmicas.

En el marco normativo italiano vigente hasta 2011, si no se renuevan las concesiones, en esas fechas todas las tomas y las obras, conductos de desagüe, canales de desagüe y otros bienes en terrenos públicos debían cederse gratuitamente al Estado en buenas condiciones de funcionamiento. En consecuencia, la depreciación de los activos a ceder se calculó sobre el plazo de vigencia de la concesión o sobre la vida útil restante de los activos, el menor de los dos.

A raíz de los cambios legislativos introducidos por la Ley 134 de 7 de agosto de 2012, los activos previamente clasificados como activos "a ceder gratuitamente" relacionados con las concesiones de desvío de aguas hidroeléctricas se consideran ahora de la misma manera que otras categorías de "bienes", y, por lo tanto, se amortizan a lo largo de la vida económica y técnica del activo (cuando ésta excede el plazo de la concesión), como se ha comentado en el apartado anterior sobre el "Valor amortizable de determinados elementos de las centrales hidroeléctricas italianas con posterioridad a la entrada en vigor de la Ley 134/2012", que le invitamos a consultar para más detalles.

De acuerdo con las leyes españolas 29/1985 y 46/1999, las centrales hidroeléctricas en territorio español operan en régimen de concesión administrativa, al término de la cual las centrales serán devueltas al Estado en buen estado de funcionamiento. Los términos de las concesiones se extienden hasta el año 2067.

Varias empresas generadoras que operan en Argentina, Brasil y México tienen concesiones administrativas en condiciones similares a las que se aplican en el sistema español de concesiones. Estas concesiones expirarán en 2088.

### **Infraestructura al servicio de 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. El importe de la indemnización se determinará de común acuerdo entre las partes mediante métodos de valoración adecuados, basados tanto en el valor de balance de los propios activos como en su rentabilidad.

Al determinar la indemnización, dicha rentabilidad estará representada por el valor presente de los flujos de efectivo futuros. La infraestructura que sirve a las concesiones es de propiedad del concesionario y está a su disposición. Se registra en el epígrafe "Inmovilizado material" y se amortiza a lo largo de la vida útil de los activos.

Enel también opera en virtud de concesiones administrativas para la distribución de electricidad en otros países (incluidos España y Rumanía). Estas concesiones otorgan el derecho de construir y operar redes de

distribución por un período de tiempo indefinido.

### **Infraestructuras dentro del alcance de la "CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios".**

En el marco de un acuerdo de concesión de servicios "público a privado", en el ámbito de la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios", la entidad explotadora actúa como prestadora de servicios y, de acuerdo con las condiciones especificadas en el contrato, construye/mejora la infraestructura utilizada para la prestación de un servicio público, y explota y mantiene dicha infraestructura durante el período de la concesión.

El Grupo, como operador, no contabiliza la infraestructura dentro del alcance de la CINIIF 12 como inmovilizado material y reconoce y valora los ingresos ordinarios de acuerdo con la NIIF 15 por los servicios que realiza.

En particular, cuando el Grupo presta servicios de construcción o mejora, en función de las características del contrato 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 discrecionalidad para eludir el pago. En este caso, el otorgante garantiza contractualmente que pagará al operador cantidades especificadas o determinables o el déficit entre las cantidades recibidas de los usuarios del servicio público y las cantidades especificadas o determinables (definidas en el contrato), y dichos 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 los importes 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 (derecho a cobrar a los usuarios del servicio público), los costes por intereses se capitalizan siguiendo los criterios especificados en el párrafo "Inmovilizado material".

Sin embargo, para los servicios de construcción/actualización, ambos tipos de contraprestación se clasifican generalmente como activos contractuales durante el período de construcción/actualización.

Para más detalles sobre esta consideración, véase la nota 8 "Ingresos".

### **Arrendamientos**

El Grupo mantiene inmovilizado material e inmaterial para sus diferentes actividades en régimen de arrendamiento financiero.

Estos contratos se analizan en función de las circunstancias e indicadores establecidos en la NIC 17 para determinar si se trata de arrendamientos operativos o financieros en presencia de un activo identificado.

Un arrendamiento financiero se define como un arrendamiento que transfiere sustancialmente al arrendatario todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo correspondiente. Todos los arrendamientos que no se ajustan a la definición de arrendamiento financiero se clasifican como arrendamientos operativos.

En el momento de su reconocimiento inicial, los activos mantenidos en régimen de arrendamiento financiero se reconocen como inmovilizado material y el pasivo correspondiente se reconoce en el epígrafe de deudas a largo plazo. Los arrendamientos financieros se reconocen en la fecha de su inicio por el menor entre el valor razonable del bien arrendado y el valor actual de las cuotas mínimas a pagar, incluido el pago requerido para el ejercicio de cualquier opción de compra.

Los activos se amortizan en función de su vida útil. Si no existe una certeza razonable de que el Grupo vaya a adquirir los activos al final del arrendamiento, se amortizan en el plazo del arrendamiento o en la vida útil de los activos, el menor de los dos.

Los pagos realizados en régimen de arrendamiento operativo se reconocen como un coste de forma lineal a lo largo de la vida del contrato de arrendamiento. Aunque no estén formalmente designados como acuerdos de arrendamiento, ciertos tipos de contratos pueden considerarse como tales si el cumplimiento del acuerdo depende de la utilización de un activo (o activos) específico y si el acuerdo confiere el derecho a utilizar tales activos.

### **Inversiones inmobiliarias**

Las inversiones inmobiliarias consisten en los bienes inmuebles del Grupo que se mantienen para obtener rentas y/o para la revalorización del capital, en lugar de para su uso en la producción o suministro de bienes y servicios.

Las inversiones inmobiliarias se valoran al coste de adquisición menos la amortización acumulada y las pérdidas por deterioro acumuladas.

Las inversiones inmobiliarias, excluyendo los terrenos, se amortizan linealmente a lo largo de la vida útil de los correspondientes activos.

Las pérdidas por deterioro se determinan en función 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 inversiones inmobiliarias se dan de baja en cuentas 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 se espera ningún beneficio económico futuro de su enajenación o disposición por otra vía. Cualquier ganancia o pérdida, reconocida a través del resultado del ejercicio, se calcula como la diferencia entre el producto neto de la enajenación o disposición por otra vía, determinado de acuerdo con los requisitos de precio de transacción de la NIIF 15, y el valor neto en libros de los activos dados de baja.

Las transferencias se realizan a (o desde) inversiones inmobiliarias sólo cuando hay un cambio en el uso.

### **Activos intangibles**

Los activos intangibles son activos identificables sin sustancia física controlada por la entidad y capaces de generar beneficios económicos futuros. Se valoran a su precio de adquisición o coste de desarrollo interno cuando es probable que la utilización de dichos activos genere beneficios económicos futuros y el coste correspondiente pueda determinarse de forma fiable.

El coste incluye los gastos directamente atribuibles necesarios para preparar los activos para su uso previsto.

Los costes de desarrollo interno se reconocen como un activo intangible cuando el Grupo está razonablemente seguro de la viabilidad técnica de completar el activo intangible, de que tiene la intención y la capacidad de completarlo y de utilizarlo o venderlo y de que el activo generará beneficios económicos futuros.

Los costos de investigación se reconocen como gastos.

Los activos intangibles con una vida útil finita se presentan netos de la amortización acumulada y de cualquier pérdida por deterioro. La amortización se calcula sobre una base lineal sobre 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 una serie de concesiones y fondos de comercio.

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

La evaluación de la vida indefinida se revisa anualmente para determinar si la vida indefinida sigue siendo sostenible. De no ser así, el cambio en la vida útil de indefinida a finita se contabiliza como un cambio en la estimación contable.

Los activos intangibles se dan de baja en cuentas en el momento de su enajenación (en la fecha en que el beneficiario obtiene el control) o cuando no se espera ningún beneficio económico futuro de su uso o enajenación. Cualquier ganancia o pérdida, reconocida en el resultado del ejercicio, se calcula como la diferencia entre la contraprestación neta recibida en la enajenación o disposición por otra vía, determinada de acuerdo con lo establecido en la NIIF 15 sobre el precio de transacción, y el valor neto contable de los activos dados de baja.

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

- Costes de desarrollo:	
- Generados internamente	2-26 años
- adquirido	3-26 años
- Patentes industriales y derechos de propiedad intelectual:	
- Generados internamente	3-10 años
- adquiridos	2-50 años
- Concesiones, licencias, marcas y derechos similares:	
- Generados internamente	20 años
- adquiridos	1-40 años
- Activos intangibles procedentes de concesiones de servicios	
- Generados internamente	-
- adquiridos	5 años
Otros	
- generados internamente	2-28 años
- adquiridos	1-28 años

El Grupo también presenta los costes capitalizados para obtener un contrato con un cliente dentro del alcance de la NIIF 15 en este epígrafe.

El Grupo reconoce estos costes como un activo sólo si:

> Los costes son incrementales, es decir, el Grupo no los habría incurrido si no se hubiera obtenido el contrato;

> El Grupo espera recuperarlos.

En particular, el Grupo capitaliza generalmente los honorarios y comisiones comerciales pagadas a los agentes por dichos contratos si se cumplen los criterios de capitalización.

Los costos capitalizados de los contratos se amortizan de manera sistemática, de acuerdo con el patrón de transferencia de los bienes o servicios con los que se relacionan, y están sujetos a una evaluación por deterioro del valor para reconocer las pérdidas por deterioro del valor en el resultado del ejercicio en la medida en que el valor en libros del activo reconocido exceda el valor recuperable.

El Grupo amortiza los costes capitalizados de los contratos de forma lineal a lo largo del período de beneficio esperado 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 ningún coste para cumplir un contrato que sea susceptible de capitalización.

### **Fondo de comercio**

El fondo de comercio 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 sobre el valor razonable en la fecha de adquisición de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la adquirida. Después del reconocimiento inicial, el fondo de comercio no se amortiza, pero se comprueba su recuperabilidad al menos una vez al año utilizando los criterios descritos en el párrafo "Deterioro del valor de los activos no financieros". A efectos de la comprobación del deterioro del valor, el fondo de comercio se asigna, desde la fecha de adquisición, a cada una de las unidades generadoras de efectivo identificadas.

El fondo de comercio relativo a las participaciones en empresas asociadas y negocios conjuntos se incluye en su valor contable.

### **Deterioro del valor de los activos no financieros**

En cada fecha de información, los activos no financieros se revisan para determinar si existe evidencia de deterioro. Si existe tal evidencia, se estima el monto recuperable de cualquier activo involucrado. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costes de enajenación o disposición por otra vía y su valor de uso.

Para determinar el valor recuperable del inmovilizado material, de las inversiones inmobiliarias, de los activos intangibles y del fondo de comercio, el Grupo adopta, en general, el criterio del valor de uso.

El valor en uso está representado por el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados generados por el activo en cuestión. El valor de uso se determina descontando los flujos de efectivo futuros estimados utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que reflejen la valoración actual del valor temporal del dinero y los riesgos específicos del activo.

Los flujos de efectivo futuros utilizados para determinar el valor en uso se basan en el plan de negocios más reciente, aprobado por la administración, que contiene pronósticos de volúmenes, ingresos, costos operativos e inversiones.

Estas proyecciones abarcan los próximos cinco años. En consecuencia, los flujos de efectivo relacionados con los períodos subsiguientes se determinan sobre la base de una tasa de crecimiento a largo plazo que no excede la tasa de crecimiento promedio a largo plazo para el sector y país en particular.

El importe recuperable de los activos que no generan flujos de efectivo independientes se determina en función de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo.

Si el valor contable de un activo o de una unidad generadora de efectivo a la que está distribuido es superior a su importe recuperable, se reconoce una pérdida por deterioro del valor en el resultado del ejercicio en el epígrafe "Amortizaciones y pérdidas por deterioro del valor".

Las pérdidas por deterioro del valor de las unidades generadoras de efectivo se imputan, en primer lugar, al importe en libros de cualquier fondo de comercio que se le atribuya y, a continuación, a los demás activos, en proporción a su importe en libros.

Si dejan de darse las causas de una pérdida por deterioro previamente reconocida, el valor contable del activo se recupera con cargo al resultado del ejercicio, en el epígrafe "Amortizaciones y depreciaciones", por un importe que no excederá del valor neto contable que habría tenido el activo si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro y se hubiera procedido a su amortización. El valor original del fondo de comercio no se

restablece incluso si en los años posteriores ya no se dan las razones del deterioro.

El importe recuperable del fondo de comercio y de los activos intangibles con una vida útil indefinida y de los activos intangibles aún no disponibles para su uso se comprueba anualmente o con mayor frecuencia si existen indicios de que los activos pueden estar deteriorados.

Si determinados activos identificados específicos 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 aislarse del resto de activos de la UGE, someterse a un análisis separado de su recuperabilidad y, en su caso, deteriorarse.

## **Inventarios**

Las existencias se valoran al menor entre el coste de adquisición y el valor neto de realización, excepto en el caso de las existencias relacionadas con actividades de negociación, que se valoran al valor razonable con reconocimiento en resultados. El coste se determina sobre la base del coste medio ponderado, que incluye los gastos accesorios correspondientes. El valor neto estimado de realización es el precio de venta normal estimado neto de los costos estimados de venta o, en su caso, el costo de reposición.

Para la parte de las existencias mantenidas para la liquidación de ventas que ya se han realizado, el valor neto realizable se determina sobre la base del importe establecido en el contrato de venta.

Los inventarios incluyen certificados medioambientales (certificados verdes, certificados de eficiencia energética y derechos de emisión de CO<sub>2</sub>) que no se utilizaron para el cumplimiento en el período de información. Por lo que se refiere a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, los inventarios se distribuyen entre la cartera de comercio y la cartera de cumplimiento, es decir, las utilizadas para el cumplimiento de los requisitos sobre emisiones de gases de efecto invernadero. Dentro de estas últimas, los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> se asignan a subcarteras en función del año de cumplimiento al que han sido asignados.

Los inventarios también incluyen las existencias de combustible nuclear, cuya utilización se determina en función de la electricidad generada. Los materiales y otros bienes fungibles (incluidos los productos energéticos) que se mantienen para su uso en la producción no se amortizan si se espera que el producto final al que se incorporarán se venda a un precio suficiente para permitir la recuperación del coste 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 instrumento de patrimonio de otra entidad; se reconocen y valoran de acuerdo 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 provisión contractual del instrumento (fecha de contratación).

Las cuentas comerciales a cobrar derivadas de contratos con clientes, en el alcance de la NIIF 15, se valoran inicialmente por el precio de la transacción (tal y como se define en la NIIF 15) si dichas cuentas a cobrar no contienen un componente financiero significativo o cuando el Grupo aplica el expediente práctico permitido por la NIIF 15.

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

Los activos financieros se clasifican, en el momento de su reconocimiento inicial, como activos financieros a coste amortizado, a valor razonable con cambios en resultados y a valor razonable con cambios en resultados, en función tanto del modelo de negocio del Grupo como de las características contractuales de los flujos de efectivo del instrumento.

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

El modelo de negocio del Grupo para la gestión de 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 del cobro de los flujos de efectivo contractuales, de la venta de los activos financieros, o de ambos.

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

El modelo de negocio del Grupo para la gestión de 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 del cobro de los flujos de efectivo contractuales, de la venta de los activos financieros, o de ambos.

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

- > activos financieros a coste amortizado (instrumentos de deuda);
- > activos financieros a valor razonable a través de OCI con reciclaje de ganancias y pérdidas acumuladas (instrumentos de deuda);
- > activos financieros designados a valor razonable a través de OCI sin reciclaje de ganancias y pérdidas acumuladas en el momento de la baja en cuentas (instrumentos de capital); y
- > activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

#### **Activos financieros valorados a coste amortizado**

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

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

Dichos activos se reconocen inicialmente a su valor razonable, se ajustan para tener en cuenta los costes de transacción y, posteriormente, se valoran al coste amortizado utilizando el método del tipo de interés efectivo y están sujetos a pérdidas por deterioro.

Las pérdidas y ganancias se reconocen en el resultado del ejercicio cuando el activo se da de baja, se modifica o se deteriora.

#### **Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados integrales (OIF) - instrumentos de deuda**

En esta categoría se incluyen principalmente los valores distintos de acciones cotizados no clasificados como mantenidos para negociar por la sociedad de reaseguros del Grupo.

Los activos financieros a valor razonable a través de otro resultado global son activos mantenidos dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto mediante el cobro de flujos de efectivo contractuales como mediante la venta de activos financieros y cuyos flujos de efectivo contractuales dan lugar, en fechas específicas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos de principal e intereses sobre el importe principal pendiente.

Los cambios en el valor razonable de estos activos financieros se reconocen en otra utilidad integral, así como en reservas para pérdidas que no reducen el valor en libros de los activos financieros.

Cuando se da de baja un activo financiero (por ejemplo, en el momento de la venta), las pérdidas y ganancias acumuladas previamente reconocidas en el patrimonio neto (excepto las pérdidas y ganancias por deterioro del valor y las diferencias de cambio que se reconocen en el resultado del ejercicio) se revierten a la cuenta de resultados.

#### **Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados integrales (OIF) - 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 pérdidas y ganancias de estos activos financieros nunca se reciclan a resultados. El Grupo puede transferir la ganancia o pérdida acumulada dentro del patrimonio neto.

Los instrumentos de capital designados a valor razonable a través de OCI no están sujetos a evaluación de deterioro.

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

#### **Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados**

Esta categoría incluye principalmente: valores, inversiones de capital en otras entidades, inversiones financieras en fondos de negociación y activos financieros designados a valor razonable con cambios en resultados 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 únicamente pagos de principal e intereses, independientemente del modelo de negocio;
- > activos financieros mantenidos para negociar porque se han adquirido o incurrido principalmente con el propósito de venderlos o recomprarlos a corto plazo;
- > instrumentos de deuda designados en el momento del reconocimiento inicial, bajo la opción permitida por la NIIF 9 (opción del valor razonable) si al hacerlo se elimina, o se reduce significativamente, un desajuste contable;
- > los derivados, incluidos los derivados implícitos separados, mantenidos para negociar o no designados como instrumentos de cobertura eficaces.

Dichos activos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable, con las consiguientes pérdidas y ganancias derivadas de los cambios en su valor razonable, que se reconocen en la cuenta de pérdidas y ganancias.

Esta categoría incluye también las inversiones de capital cotizadas que el Grupo no había elegido irrevocablemente clasificar a valor razonable a través de OCI. Los dividendos de las inversiones de capital cotizadas también se reconocen como otros ingresos en el estado de resultados cuando se ha establecido el derecho de pago.

Los activos financieros que califican como contraprestación contingente también se valoran a valor razonable con cambios en resultados.

## Deterioro del valor de los activos financieros

Al final de cada fecha de cierre, el Grupo reconoce un fondo de provisión para pérdidas por pérdidas esperadas en créditos por clientes y otros activos financieros valorados a coste amortizado, instrumentos de deuda valorados a valor razonable a través de otro resultado global, activos contractuales y todos los demás activos comprendidos en el perímetro.

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 (CEPE) con un enfoque prospectivo. En esencia, el modelo prevé:

- > la aplicación de un marco único para todos los activos financieros;
- > el reconocimiento de las pérdidas esperadas por créditos de forma continua y la actualización del importe de dichas pérdidas al final de cada ejercicio sobre el que se informa, reflejando los cambios en el riesgo de crédito del instrumento financiero;
- > la valoración de las pérdidas esperadas sobre la base de información razonable, que pueda obtenerse sin costes indebidos, acerca de los acontecimientos pasados, las condiciones actuales y las previsiones de las condiciones futuras.

Para los deudores comerciales, los activos contractuales y las cuentas a cobrar por arrendamientos, incluidos los que tienen un componente financiero significativo, el Grupo adopta el enfoque simplificado, determinando las pérdidas esperadas por créditos a lo largo de un período correspondiente a toda la vida de la cuenta a cobrar, generalmente igual a 12 meses.

Para todos los activos financieros distintos de las cuentas comerciales a cobrar, los activos contractuales y las cuentas a cobrar por arrendamiento financiero, el Grupo aplica el enfoque general de la NIIF 9, basado en la evaluación de un aumento significativo del riesgo de crédito desde su reconocimiento inicial. Bajo este enfoque, una reserva para pérdidas en activos financieros se reconoce por un monto igual a las pérdidas crediticias esperadas de por vida, si el riesgo crediticio en esos activos financieros ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial, considerando toda la información razonable y sustentable, incluyendo también los aportes con miras al futuro.

Si a la fecha de cierre del ejercicio el riesgo de crédito de los activos financieros no ha aumentado significativamente desde su reconocimiento inicial, el Grupo valora el fondo de provisión para insolvencias de dichos activos financieros por un importe igual a las pérdidas esperadas a 12 meses.

Para aquellos activos financieros en los que el fondo de provisión para pérdidas es igual a las pérdidas esperadas de por vida, el Grupo valora el fondo de provisión para pérdidas por un importe igual a las pérdidas esperadas de 12 meses cuando ya no se cumple la condición de aumento significativo del riesgo de crédito.

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

El Grupo aplica la exención de bajo riesgo de crédito, evitando el reconocimiento de provisiones para pérdidas por un importe igual a las pérdidas esperadas de por vida debidas a un aumento significativo del riesgo de crédito, a la fecha de cierre del ejercicio, a los valores representativos de deuda a valor razonable a través de otro resultado global, cuya contraparte tiene una fuerte capacidad financiera para cumplir con sus obligaciones contractuales de flujo de caja (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 de gran liquidez a corto plazo que son fácilmente convertibles en una cantidad conocida de efectivo y que están sujetas a un riesgo insignificante de cambios en su valor.

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

### **Pasivos financieros a coste amortizado**

Esta categoría incluye principalmente préstamos, acreedores comerciales, arrendamientos financieros e instrumentos de deuda.

Los pasivos financieros, distintos de los derivados, se reconocen cuando el Grupo se convierte en parte de las cláusulas contractuales del instrumento y se valoran inicialmente a su valor razonable ajustado por los costes de transacción directamente atribuibles. Los pasivos financieros se valoran posteriormente al coste amortizado utilizando el método del tipo de interés efectivo.

### **Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados**

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

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se incurren con el propósito de recomprarlos en el corto plazo. En esta categoría se incluyen también los instrumentos financieros derivados contratados por el Grupo que no están designados como instrumentos de cobertura en las relaciones de cobertura, tal y como se definen 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 instrumentos de cobertura eficaces.

Las ganancias o pérdidas en pasivos a valor razonable con cambios en resultados se reconocen en el resultado del ejercicio.

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

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

El Grupo no ha designado ningún pasivo financiero como a valor razonable con cambios en resultados, en el momento de su reconocimiento inicial. Los pasivos financieros que califican como contraprestación contingente también se valoran al valor razonable con cambios en resultados.

### **Baja de activos y pasivos financieros**

Los activos financieros se dan de baja en cuentas cuando se cumple alguna de las siguientes condiciones

- > el derecho contractual a recibir los flujos de efectivo asociados 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 cumpla los requisitos establecidos en

la NIIF 9 (la "prueba de paso");

> el Grupo no ha transferido o retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios asociados al activo, pero ha transferido el control sobre el activo.

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

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

### **Instrumentos financieros derivados**

Un derivado es un instrumento financiero u otro contrato:

> cuyo valor cambia en respuesta a los cambios en una variable subyacente, como la tasa de interés, el precio de una materia prima o de un valor, el tipo de cambio, un índice de precios o de tipos de cambio, una calificación de cuentas por cobrar u otra variable;

> que no requiera una inversión neta inicial, o que sea 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 de su valor razonable positivo o negativo y se clasifican como "mantenidos para negociar" dentro de "Otros modelos de negocio" y se valoran a valor razonable con cambios en resultados, excepto aquellos designados como instrumentos de cobertura eficaces.

Para más detalles sobre la contabilidad de coberturas, consulte la nota 46 "Derivados y contabilidad de coberturas". Todos los derivados mantenidos para negociar se clasifican como activos o pasivos corrientes.

Los derivados no mantenidos con fines de negociación, pero valorados a valor razonable con cambios en resultados al no reunir las condiciones para ser designados como instrumentos de cobertura y los derivados designados como instrumentos de cobertura efectivos 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 incorporados**

Un derivado implícito es un derivado incluido en un contrato "combinado" (el llamado "instrumento híbrido") que contiene otro contrato no derivado (el llamado contrato principal) y da lugar a una parte o la totalidad de los flujos de efectivo del contrato combinado.

Los principales contratos del Grupo que pueden contener derivados implícitos 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 contenga un activo financiero principal no se contabilizará por separado. El activo financiero principal, junto con el derivado implícito, debe clasificarse en su totalidad como un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados.

Los contratos que no representan instrumentos financieros a valor razonable se analizan con el fin de identificar los derivados implícitos, los cuales deben ser separados y medidos a valor razonable. Este análisis se realiza cuando el Grupo se convierte en parte del contrato o cuando el contrato se renegocia de forma que cambia significativamente los flujos de efectivo originales asociados.

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

- > El contrato principal no es un instrumento financiero valorado a valor razonable con cambios en resultados;
- > Los riesgos económicos y las características del derivado implícito no están estrechamente relacionados con los del contrato anfitrión;
- > un contrato separado con los mismos términos que el derivado implícito cumpliría la definición de un derivado. Los derivados implícitos que se separan del contrato principal se reconocen en los estados financieros consolidados a su valor razonable con cambios en resultados (excepto cuando el derivado implícito es parte de una relación de cobertura designada).

### **Contratos de compra o venta de elementos no financieros**

En general, los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se celebren y se mantengan para su recepción o entrega de acuerdo con los requerimientos normales esperados de compra, venta o uso del Grupo están fuera del alcance de la NIIF 9 y se reconocen como contratos de ejecución, de acuerdo con la "exención por uso propio".

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

- > pueden liquidarse por el neto en efectivo; y
- > No se celebran de acuerdo con las necesidades previstas de compra, venta o uso del Grupo. Un contrato de compra o venta de elementos no financieros se clasifica como "compra o venta normal" si se celebra:
  - > para el propósito de la entrega física;
  - > De acuerdo con las necesidades previstas de compra, venta o uso 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 materias primas energéticas, con el fin de determinar si deben clasificarse y tratarse de acuerdo con la NIIF 9 o si han sido suscritos para "uso propio".

### **Compensación de activos y pasivos financieros**

El Grupo compensa los activos y pasivos financieros cuando:

- > existe un derecho legalmente exigible a compensar los importes reconocidos, y
- > existe la intención de liquidar en términos netos o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

### **Hiperinflación**

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

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

A partir del presente ejercicio, esta norma se aplica a las operaciones del Grupo en Argentina, cuya economía ha sido declarada hiperinflacionaria a partir del 1 de julio de 2018. En consecuencia, y en base a la aplicación de la NIC 29, el Grupo ha reconocido los efectos derivados de la adopción de esta norma desde el inicio del ejercicio (1 de enero de 2018).

### **Prestaciones a los empleados**

Los pasivos relacionados con las prestaciones pagadas a los empleados en el momento de su cese en el servicio en relación con los planes de prestaciones definidas u otras prestaciones a largo plazo devengadas durante el período de empleo se determinan por separado para cada plan, utilizando hipótesis actuariales para estimar el importe de las prestaciones futuras que los empleados han devengado a la fecha del balance general (el método de las unidades de crédito proyectadas). 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 de mercado al final del período de información de los bonos corporativos 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, se utiliza el rendimiento correspondiente de los valores del Estado.

El pasivo se reconoce sobre la base del devengo durante el período de devengo de los derechos relacionados. Estas evaluaciones son realizadas por actuarios independientes.

Si el valor de los activos del plan excede el valor actual de la obligación por beneficios definidos relacionada, el excedente (hasta el límite de cualquier límite) se reconoce como un activo.

En cuanto a los pasivos (activos) de los planes de prestaciones definidas, las pérdidas y ganancias actuariales acumuladas de la medición actuarial de los pasivos, el rendimiento de los activos del plan (neto del margen financiero asociado) y el efecto del techo del activo (neto del margen financiero asociado) se reconocen en el otro resultado global cuando se producen. Para otras prestaciones a largo plazo, las ganancias y pérdidas actuariales correspondientes se reconocen en la cuenta de resultados.

En el caso de que se produzca un cambio en un plan de prestaciones definidas existente o la introducción de un nuevo plan, cualquier coste de los servicios pasados se reconoce inmediatamente en el resultado del ejercicio.

Los empleados también están inscritos en planes de contribución definida bajo los cuales el Grupo paga contribuciones fijas a una entidad separada (un fondo) y no tiene 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. Estos planes suelen tener por objeto complementar las prestaciones de jubilación de los empleados después de su contratación. Los costos relacionados se reconocen en el estado de resultados sobre la base del monto de las contribuciones pagadas en el período.

## Indemnizaciones por despido

Los pasivos por prestaciones a los empleados por cese anticipado de la relación laboral, tanto por decisión del Grupo como por decisión del empleado de aceptar el cese voluntario a cambio de estas prestaciones, se reconocen en la fecha que se indica a continuación, la primera de ellas:

- > Cuando la entidad ya no pueda retirar su oferta de prestaciones; y
- > Cuando la entidad reconozca un coste por una reestructuración que esté dentro del alcance de la NIC 37 e implique el pago de indemnizaciones por cese.

Los pasivos se valoran en función de la naturaleza de las prestaciones a los empleados. Más concretamente, cuando las prestaciones representan una mejora de otras prestaciones post-empleo, el pasivo asociado se mide de acuerdo con las normas que rigen ese tipo de prestaciones. De otro modo, si se espera que las indemnizaciones por cese debidas a los empleados se liquiden íntegramente antes de que transcurran doce meses desde el cierre del ejercicio anual sobre el que se informa, la entidad valorará el pasivo de acuerdo con los requerimientos relativos a las retribuciones a corto plazo a los empleados; si no se espera que se liquiden íntegramente antes de que transcurran doce meses desde el cierre del ejercicio anual sobre el que se informa, la entidad valorará el pasivo de acuerdo con los requerimientos relativos a otras retribuciones a largo plazo a los empleados.

## Provisiones para riesgos y gastos

Las provisiones se reconocen cuando existe una obligación legal o implícita como resultado de un suceso pasado al final del ejercicio sobre el que se informa, cuya liquidación se espera que dé lugar a una salida de recursos cuyo importe puede estimarse de forma fiable. Cuando el impacto es significativo, el devengo se determina descontando los flujos de efectivo futuros esperados utilizando un tipo 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 del 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 está relacionado con el desmantelamiento y/o la restauración del emplazamiento con respecto al inmovilizado material, el reconocimiento inicial de la provisión se realiza contra el activo correspondiente y el gasto se reconoce en el resultado del ejercicio a través de la depreciación del activo en cuestión.

Cuando la responsabilidad se refiere al tratamiento y almacenamiento de residuos nucleares y otros materiales radiactivos, la provisión se reconoce contra los costes de explotación correspondientes.

El Grupo podría proporcionar una garantía en relación con la venta de un producto (ya sea un bien o un servicio) procedente de contratos con clientes en el alcance de la NIF 15, de acuerdo 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 en cuestión funcionará como las partes a las que está destinado, ya que cumple con las especificaciones acordadas, o si la garantía proporciona al cliente un servicio adicional. a la garantía de que el producto cumple con las especificaciones acordadas.

Tras la evaluación, si el Grupo establece que se proporciona una garantía de aseguramiento, reconoce un pasivo por garantía separada y el gasto correspondiente al transferir el producto al cliente, como costes adicionales de suministro de bienes o servicios, sin atribuir a la garantía ninguno de los precios de transacción (y, por tanto, los ingresos). El pasivo 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 acuerdo con la NIIF 15, reconociendo el pasivo contractual como un ingreso a lo largo del periodo en que se presta el servicio de garantía y los costes asociados a medida que se incurren.

Finalmente, 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 juntas como una única obligación de rendimiento.

En el caso de contratos en los que los costes inevitables del cumplimiento de las obligaciones del contrato superan los beneficios económicos esperados (contratos onerosos), el Grupo reconoce una provisión como el menor de los costes de cumplimiento de la obligación que exceda de los beneficios económicos esperados del contrato, así como cualquier compensación o sanción derivada del incumplimiento de la misma.

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 en 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 activos relacionados y se llevan a la cuenta de resultados a través de la depreciación. Cuando aumentan el valor de los activos, también se determina si el nuevo valor contable de los activos es totalmente recuperable. De no ser así, se reconoce en la cuenta de resultados una pérdida igual al importe irrecuperable.

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

Para más información sobre los criterios de estimación adoptados en la determinación de las provisiones para el desmantelamiento y/o restauración de inmovilizado material, especialmente las asociadas a las centrales nucleares, véase el apartado "utilización de estimaciones".

### **Subvenciones oficiales**

Las subvenciones oficiales, incluidas las subvenciones no monetarias a valor razonable, se reconocen cuando existe una seguridad razonable de que se recibirán y de que el Grupo cumplirá con todas las condiciones asociadas a las mismas, según lo establecido por el gobierno, organismos gubernamentales y organismos 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 oficial. El préstamo se reconoce y valora inicialmente por su valor razonable y la subvención gubernamental se mide como la diferencia entre el importe en libros inicial del préstamo y los fondos recibidos. Posteriormente, el préstamo se valora de acuerdo con los requisitos de los pasivos financieros.

Las subvenciones oficiales se reconocen en la cuenta de resultados de forma sistemática a lo largo de los ejercicios 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 uso del Grupo, contabiliza tanto la subvención como el activo por el valor razonable del activo no monetario recibido en la fecha de la transferencia.

Las subvenciones relacionadas con activos de larga duración, incluidas las subvenciones no monetarias a valor razonable, es decir, las recibidas para comprar, construir o adquirir activos no corrientes (por ejemplo, un elemento de inmovilizado material o un activo intangible), se reconocen de forma diferida en el epígrafe de otros pasivos y se abonan a resultados de forma lineal a lo largo de la vida útil del activo.

### **Certificados medioambientales**

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

Los certificados verdes, que ahora sólo existen fuera de Italia, devengados en proporción a la electricidad generada por plantas de energía renovable y los certificados de eficiencia energética devengados en proporción a los ahorros de energía logrados que han sido certificados por la autoridad competente, se tratan como subvenciones de explotación oficiales no monetarias y se reconocen a su valor razonable, en otros ingresos e ingresos, con el reconocimiento de un activo en otros activos no financieros, si los certificados todavía no se han abonado en la cuenta de propiedad, o en inventarios, si los certificados ya se han abonado en esa cuenta. En el momento en que los certificados se abonan en la cuenta de propiedad, se reclasifican de otros activos a inventarios.

Los ingresos por la venta de dichos certificados se reconocen como ingresos, con la correspondiente disminución de inventarios.

Para la contabilización de las cargas derivadas de los requisitos reglamentarios relativos a los certificados verdes, los certificados de eficiencia energética y los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, el Grupo utiliza el "enfoque del pasivo neto".

De acuerdo con esta política contable, los certificados medioambientales recibidos de forma gratuita y los que son de producción propia como resultado de las operaciones del Grupo y que se utilizarán a efectos de su cumplimiento, se reconocen a su valor nominal (cero). Además, los gastos incurridos para obtener (en el mercado o en alguna otra transacción a título oneroso) cualquier certificado que falte para cumplir con los requisitos de cumplimiento para el período de información se reconocen a través de la cuenta de resultados sobre la base del devengo en el epígrafe de otros gastos de explotación, ya que representan "gastos del sistema" resultantes del cumplimiento de un requisito reglamentario.

### **Activos no corrientes (o grupos enajenables de elementos) clasificados como mantenidos para la venta y actividades interrumpidas**

Los activos no corrientes (o grupos enajenables de elementos) se clasifican como mantenidos para la venta si su importe en libros se recuperará principalmente a través de una transacción de venta, en lugar de mediante su uso continuado.

Este criterio de clasificación es aplicable sólo cuando los activos no corrientes (o grupos enajenables de elementos) están disponibles en su estado actual para su venta inmediata y la venta es altamente probable.

Si el Grupo está comprometido con un plan de venta que implica la pérdida del control de una filial y se cumplen los requisitos previstos en la NIIF 5, todos los activos y pasivos de dicha filial se clasifican como

mantenidos para la venta cuando se cumplen los criterios de clasificación, independientemente de si el Grupo retendrá una participación no dominante en su antigua filial después de la venta.

El Grupo aplica estos criterios de clasificación, tal y como se prevé en la NIIF 5, a una inversión, o a una parte de una inversión, en una asociada o negocio conjunto. Cualquier porción retenida de una inversión en una asociada o negocio conjunto que no haya sido clasificada como mantenida para la venta se contabilizará utilizando el método de la participación hasta que tenga lugar la enajenación o disposición por otra vía de la parte que se clasifique como mantenida para la venta.

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

Los importes presentados para activos no corrientes o para los activos y pasivos de grupos enajenables de elementos clasificados como mantenidos para la venta no se reclasifican ni se presentan de nuevo para los ejercicios anteriores sobre los que se informa.

Inmediatamente antes de la clasificación inicial de los activos no corrientes (o grupos enajenables de elementos) como mantenidos para la venta, los importes en libros de dichos activos (o grupos enajenables de elementos) se valoran de acuerdo con la NIIF/IAS aplicable a los activos o pasivos específicos. Los activos no corrientes (o grupos enajenables de elementos) clasificados como mantenidos para la venta se valoran al menor entre su importe en libros y su valor razonable menos los costes de venta. Las pérdidas por deterioro del valor de los activos (o grupos enajenables de elementos), ya sean iniciales o posteriores, hasta su valor razonable menos los costes de venta, y las ganancias por su reversión se incluyen en el resultado del ejercicio de las actividades continuadas.

Los activos no corrientes no se amortizan mientras se clasifican como mantenidos para la venta o mientras forman parte de un grupo enajenable de elementos 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 enajenable de elementos) como mantenidos para la venta. En ese caso, se miden por el valor más bajo de:

> el importe en libros antes de que el activo (o grupo enajenable de elementos) se clasificase como mantenido para la venta, ajustado en función de cualquier depreciación, amortización o revalorización que se habrían reconocido si el activo (o grupo enajenable de elementos) no se hubiera clasificado como mantenido para la venta; y

> el importe recuperable, que es igual al mayor entre su valor razonable neto de costes de enajenación o disposición por otra vía y su valor en uso, calculado en la fecha de la decisión posterior de no vender.

Cualquier ajuste en el importe en libros de un activo no corriente que deje de clasificarse como mantenido para la venta se incluirá en el resultado de las actividades continuadas.

Una actividad interrumpida es un componente del Grupo que se ha enajenado o se clasifica como mantenida para la venta, y:

> representa una línea de negocio principal o un área geográfica de operaciones independiente;

> es parte de un plan coordinado único para disponer de una línea de negocio o área geográfica de operaciones principal separada; o

> es una filial adquirida exclusivamente con fines de reventa.

El Grupo presenta, en una partida separada de la cuenta de pérdidas y ganancias, un único importe que comprende el total de:

> el resultado después de impuestos de las actividades interrumpidas; y

> la pérdida o ganancia después de impuestos reconocida en la valoración a valor razonable menos los costes de venta o en la enajenación o disposición por otra vía de los activos o grupos enajenables de elementos que constituyan la actividad interrumpida

El importe correspondiente se presenta de nuevo en la cuenta de resultados de ejercicios anteriores presentados en los estados financieros, de forma que la información a revelar se refiere a todas las operaciones que se interrumpen al final del ejercicio en curso. Si el Grupo deja de clasificar un componente como mantenido para la venta, los resultados del componente previamente presentado en operaciones discontinuadas se reclasifican e incluyen en la utilidad de operaciones continuas para todos los períodos presentados.

## Ingresos

Los ingresos del Grupo proceden principalmente de contratos con clientes en el marco de la NIIF 15. El Grupo reconoce dichos ingresos para reflejar 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 etapas:

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

El Grupo aplica la NIIF 15 a los contratos con clientes incluidos en el alcance de la norma cuando el contrato es legalmente exigible y se cumplen todos los criterios siguientes:

- se aprueba el contrato y las partes se comprometen a cumplir con sus obligaciones;
- los derechos sobre bienes o servicios y las condiciones de pago;
- el contrato tiene carácter comercial;
- la contraprestación a la que el Grupo espera tener derecho es probable de cobro.

Para evaluar dichos criterios de identificación, el Grupo considera todos los hechos y circunstancias, incluyendo las siguientes características:

- un contrato es un acuerdo entre dos o más partes que crea derechos y obligaciones exigibles;
- la exigibilidad de los derechos y obligaciones de un contrato es una cuestión de derecho;
- El contrato puede ser escrito, oral o implícito por las prácticas comerciales habituales del Grupo;
- las prácticas y los procesos para establecer contratos con los clientes varían según las jurisdicciones legales, las industrias y las entidades. Además, pueden variar dentro del Grupo (por ejemplo, pueden depender de la clase de cliente o de la naturaleza de los bienes o servicios prometidos);
- el Grupo considera esas prácticas y procesos al determinar si un acuerdo con un cliente crea derechos y obligaciones exigibles.

Si no se cumplen los criterios, cualquier contraprestación recibida del cliente se reconoce generalmente como un anticipo;

> identificar las obligaciones de ejecución en el contrato (paso 2).

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

Como excepción, el Grupo contabiliza como una única obligación de cumplimiento una serie de bienes o servicios distintos que son sustancialmente iguales 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 rendimiento, el Grupo tiene en cuenta todas las características del contrato mencionadas en el paso 1.

Para cada uno de los bienes o servicios identificados, el Grupo determina si actúa como principal o como agente, respectivamente, si controla o no el bien o servicio especificado que se promete al cliente antes de que su control sea transferido al cliente. Algunos indicadores de los controles son (a) tener la responsabilidad primaria de proporcionar los bienes o servicios, (b) asumir el riesgo de inventario y (c) tener la discreción de establecer los precios de los bienes o servicios. Cuando el Grupo actúa como agente, reconoce los ingresos sobre una base neta, correspondiente a cualquier comisión a la que espera tener derecho;

> determinar el precio de 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 transferir los bienes o servicios prometidos a un cliente, excluyendo los importes cobrados por cuenta 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 (utilizando los términos del contrato legalmente exigibles y sin tener en cuenta la posibilidad de que el contrato sea cancelado, renovado o modificado) y lo actualiza en cada período de información para reflejar cualquier cambio en las circunstancias.

Cuando el Grupo determina el precio de la transacción, considera si el precio de la transacción incluye:

- contraprestación variable, si la contraprestación a la que tiene derecho el Grupo en virtud del contrato puede variar o si el precio establecido en el contrato es fijo, pero el Grupo tiene derecho a la contraprestación sólo en el caso de que ocurra o no un evento futuro. El monto de la contraprestación variable estimada incluida en el precio de la transacción está limitada al monto por el cual es altamente probable que no se produzca una reversión significativa en el monto de los ingresos acumulados reconocidos cuando se resuelva la incertidumbre;
- contraprestación no monetaria recibida de un cliente que se valora al valor razonable;
- la contraprestación pagadera a un cliente que representa una reducción del precio de la transacción, a menos que se trate de un pago por bienes o servicios distintos recibidos del cliente;
- componente financiero significativo que puede existir si el momento del pago no coincide con el momento de la transferencia de bienes o servicios al cliente. El Grupo no considera los efectos de un componente significativo de financiación si espera, al inicio del contrato, que el período entre el momento en que transfiere un bien o servicio prometido a un cliente y el momento en que el cliente paga por dicho bien o servicio sea de un año o menos;

> Asignar el precio de transacción (paso 4).

El Grupo asigna el precio de la transacción al inicio del contrato a cada una de las obligaciones de cumplimiento por separado para representar el importe de la contraprestación a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de la transferencia de los bienes o servicios prometidos.

Cuando el contrato incluye una opción del cliente para adquirir bienes o servicios adicionales que representa un derecho material (existe un derecho material si el cliente sólo puede obtener la opción mediante la celebración del contrato y la opción proporciona al cliente la posibilidad de obtener los bienes o servicios adicionales a un precio inferior a los precios de venta independientes), el Grupo asigna el precio de transacción a esta obligación de cumplimiento (es decir, la opción) y difiere el ingreso relativo hasta que se transfieran esos bienes o servicios futuros o hasta que la opción expire.

El Grupo generalmente asigna el precio de transacción sobre la base del precio de venta independiente relativo 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 ingresos (paso 5).

El Grupo reconoce ingresos cuando (o como) cada obligación de cumplimiento se satisface mediante la transferencia del bien o servicio prometido al cliente, que es cuando el cliente obtiene el control del bien o servicio (es decir, la capacidad de dirigir el uso de, y obtener sustancialmente todos los beneficios restantes de los bienes o servicios o impedir que otros lo hagan).

Como primer paso, el Grupo determina si se cumple uno de los criterios de tiempo extra:

- el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios a medida que el Grupo se desempeña;
- el rendimiento del Grupo crea o mejora un activo que el cliente controla a medida que se crea o mejora el activo; o
- el rendimiento del Grupo no crea un activo con un uso alternativo al Grupo, y el Grupo tiene un derecho exigible al pago por el rendimiento realizado hasta la fecha.

Por cada obligación de desempeño satisfecha en el tiempo, el Grupo reconoce los ingresos a lo largo del tiempo midiendo el progreso hacia la satisfacción completa de esa obligación de desempeño utilizando:

- un método de producción, basado en la medición directa del valor de los bienes o servicios para el cliente transferido hasta la fecha, en relación con el resto de los bienes o servicios prometidos en el contrato;
- un método de insumos, basado en los esfuerzos o insumos del Grupo para satisfacer una obligación de desempeño, en relación con el total de los insumos esperados para el cumplimiento de esa obligación de desempeño.

El Grupo aplica sistemáticamente un único método para medir el progreso desde el inicio del contrato hasta la plena satisfacción y para obligaciones de rendimiento similares y en circunstancias similares.

Cuando el Grupo no puede medir razonablemente los progresos realizados, reconoce los ingresos sólo en la medida de los costes incurridos que se consideran recuperables.

Si la obligación de cumplimiento no se satisface en el tiempo, el Grupo determina el momento en el que el control de los bienes o servicios pasa al cliente, considerando también los siguientes indicadores:

- una obligación de pago presente;
- posesión física;

- título legal;
- los riesgos y beneficios de la propiedad; y
- aceptó el activo.

Si el Grupo realiza la transferencia de bienes o servicios a un cliente antes de que éste pague la contraprestación o antes de que venza el pago, reconoce un activo contractual relacionado con el derecho a la contraprestación a cambio de bienes o servicios transferidos al cliente.

Si un cliente paga una contraprestación antes de que el Grupo transfiera bienes o servicios al cliente, el Grupo reconoce un pasivo contractual cuando se realiza el pago (o cuando el pago es exigible) que se reconoce como ingreso cuando el Grupo se desempeña bajo el contrato.

Con respecto a los criterios generales utilizados para el reconocimiento de ingresos de acuerdo con las normas anteriores, véase la nota a los estados financieros al 31 de diciembre de 2017.

Más específicamente, a continuación se resumen los criterios utilizados bajo la NIIF 15 y las normas anteriores para las principales transacciones:

> los ingresos procedentes de la venta de bienes:

- bajo normas anteriores, se reconoce cuando los riesgos y beneficios significativos de la propiedad de los bienes se transfieren al cliente;
- de acuerdo con la NIIF 15, se reconoce en el momento en que el cliente obtiene el control de los bienes si el Grupo considera que la venta de bienes está satisfecha en un momento determinado;

> los ingresos procedentes de la venta y el transporte de electricidad/gas:

- de acuerdo con las normas anteriores, se reconoce cuando estos productos se entregan al cliente (es decir, al usuario final) y se refiere a las cantidades suministradas durante el período, incluso si aún no han sido facturadas, y se determina utilizando estimaciones así como lecturas periódicas de los contadores. En su caso, estos ingresos se basan en las tarifas y restricciones correspondientes establecidas por la ley o por la Autoridad Reguladora de Energía, Redes y Medio Ambiente (ARERA) y autoridades extranjeras análogas durante el período aplicable;
- según la NIIF 15, el reconocimiento de ingresos es generalmente el mismo, pero la evaluación subyacente es diferente. Esto es consecuencia del hecho de que dichos contratos suelen incluir una única obligación de cumplimiento (es decir, una serie) satisfecha a lo largo del tiempo, para la que el Grupo aplica un método de producción para reconocer los ingresos por el importe al que tiene derecho a facturar al cliente, siempre que dicho importe corresponda directamente con el valor para el cliente de los resultados obtenidos hasta la fecha;

> los ingresos procedentes de la prestación de servicios:

- de acuerdo con las normas anteriores, se reconoce por referencia al grado de terminación de los servicios al final del ejercicio sobre el que se informa, es decir, cuando se prestan los servicios. El grado de realización de la transacción se determina en función del servicio prestado hasta la fecha como porcentaje del total de servicios que se han de prestar o como costes incurridos hasta la fecha como porcentaje de los costes totales estimados de la transacción. Cuando no es posible determinar con fiabilidad el valor de los ingresos ordinarios, se reconoce sólo en la medida en que los gastos reconocidos sean recuperables;

- de acuerdo con la NIIF 15, se reconoce en función de los avances hacia la plena satisfacción de la obligación de rendimiento valorada con un método adecuado que refleje mejor este progreso si el Grupo considera que la obligación de rendimiento se satisface con el paso del tiempo. El método del costo (método del costo a costo) se considera apropiado para medir el progreso, excepto cuando el análisis específico del contrato sugiere el uso de un método alternativo que describa mejor la satisfacción de la obligación de desempeño;

> los ingresos procedentes de las tasas monetarias y en especie por la conexión a la red de distribución de electricidad y gas:

- según las normas anteriores, se reconoce en su totalidad al finalizar las actividades de conexión si sólo se identifica la conexión de servicio. Si se identifica más de un servicio identificable por separado, el valor razonable de la contraprestación total recibida o por cobrar se asignará a cada servicio y se reconocerán los ingresos relacionados con el servicio prestado en el período; en particular, si se identifican servicios en curso, los ingresos correspondientes se determinarán generalmente de acuerdo con los términos del acuerdo con el cliente o, cuando dicho acuerdo no especifique un período, a lo largo de un período no superior a la vida útil del activo transferido;

- según la NIIF 15, se reconoce en función del cumplimiento de las obligaciones de rendimiento incluidas en el contrato. La identificación de bienes o servicios distintos requiere un análisis cuidadoso de los términos y condiciones de los acuerdos de conexión, que pueden variar de un país a otro en función del contexto, la reglamentación y la legislación locales. Para finalizar esta evaluación, el Grupo considera no sólo las características de los bienes/servicios en sí mismos (es decir, el bien o servicio es capaz de ser distinto) sino también las promesas implícitas para las cuales el cliente tiene una expectativa válida, ya que considera esas promesas como parte del intercambio negociado, es decir, los bienes/servicios que el cliente espera recibir y por los cuales ha pagado (es decir, la promesa de transferir el bien o servicio al cliente es identificable por separado de otras promesas en el contrato). Para más detalles sobre este tema, consulte la sección sobre los juicios de la gerencia;

> ingresos por contratos de construcción:

- Según las normas anteriores, cuando el resultado puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato sea rentable, se reconoce por referencia al grado de realización de la actividad contractual al final del ejercicio sobre el que se informa. De acuerdo con este criterio, los ingresos y los beneficios se atribuyen a la proporción de trabajos realizados.

Cuando es probable que los costos totales del contrato excedan los ingresos totales del contrato, la pérdida esperada en el contrato de construcción se reconoce como un gasto inmediatamente, independientemente del grado de cumplimiento del contrato.

Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos ordinarios del contrato se reconocen sólo por un importe igual a los costes del contrato incurridos que es probable que sean recuperados.

El grado de ejecución del contrato en curso se determina, por el método de coste a coste, como la relación entre los costes incurridos por el trabajo realizado hasta la fecha de valoración y los costes totales estimados del contrato. Además del importe inicial de los ingresos acordados en el contrato, los ingresos del contrato incluyen cualquier pago por variaciones, reclamaciones e incentivos, en la medida en que sea probable que den lugar a ingresos y sean susceptibles de ser valorados con fiabilidad.

El importe adeudado por los clientes por los trabajos de encargo se presenta como un activo; el importe adeudado a los clientes por los trabajos de encargo se presenta como un pasivo;

- de acuerdo con la NIIF 15, se reconoce en el tiempo si el Grupo considera que el contrato de construcción incluye una obligación de rendimiento satisfecha en el tiempo, midiendo el progreso hacia la satisfacción completa de dicha obligación de rendimiento utilizando un método apropiado que describa mejor este progreso. El método del coste incurrido (método coste a coste) se considera apropiado para medir los progresos realizados, excepto cuando

El análisis específico de los contratos sugiere el uso de un método alternativo, que describe mejor la obligación de cumplimiento.

El importe adeudado por los clientes por trabajos por encargo se presenta como un activo contractual; el importe adeudado a los clientes por trabajos por encargo se presenta como un pasivo contractual.

### **Ingresos y gastos financieros derivados**

Los ingresos y gastos financieros por derivados incluyen:

> ingresos y gastos por derivados valorados a valor razonable con cambios en resultados por riesgo de tipo de interés y de tipo de cambio;

> ingresos y gastos por derivados de coberturas de valor razonable sobre el riesgo de tipo de interés;

> ingresos y gastos por derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre riesgos de tipo de interés y de tipo de cambio.

### **Otros ingresos y gastos financieros**

Para 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 y gastos integrales, los ingresos y gastos financieros se registran utilizando el método del tipo de interés efectivo. El tipo de interés efectivo es el tipo que descuenta exactamente los pagos o cobros de efectivo futuros estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero o de un período más corto, cuando proceda, del importe en libros neto del activo o pasivo financiero.

Los ingresos por intereses se reconocen en la medida en que es probable que los beneficios económicos fluyan hacia el Grupo y que el importe pueda ser medido de forma fiable.

Otros ingresos y gastos financieros incluyen también los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros distintos de los derivados.

## **Impuestos sobre la renta**

### **Impuesto a la renta corriente**

El impuesto sobre la renta corriente del ejercicio, que se registra en el epígrafe "Impuesto sobre la renta a pagar" neto de pagos a cuenta, o en el epígrafe "Impuesto sobre la renta a cobrar" cuando existe un saldo acreedor, se determina utilizando una estimación de la base imponible y de conformidad con la normativa aplicable.

En particular, dichas cuentas por pagar y por cobrar se determinan utilizando los tipos impositivos y las leyes fiscales que se promulguen o se promulguen sustancialmente al final del ejercicio sobre el que se informa en los países en los que se hayan generado ingresos imponibles.

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

### **Impuestos diferidos**

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se calculan sobre las diferencias temporales entre los valores en libros de los activos y pasivos en los estados financieros y sus correspondientes valores reconocidos a efectos fiscales sobre la base de las tasas impositivas vigentes en la fecha en que la diferencia temporal revertirá, que se determina sobre la base de las tasas impositivas que se promulguen o se promulguen sustancialmente al final del período de reporte.

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

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

La recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos se revisa al cierre de cada ejercicio.

Los activos por impuestos diferidos no reconocidos se reevalúan en cada fecha de presentación y se reconocen en la medida en que es probable que las ganancias fiscales futuras permitan recuperar el activo por impuestos diferidos.

Los impuestos diferidos se reconocen en la cuenta de pérdidas y ganancias, con excepción de los correspondientes a las partidas reconocidas fuera de la cuenta de pérdidas y ganancias que se reconocen en el patrimonio neto.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan con los pasivos por impuestos corrientes correspondientes a 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.

### **Dividendos**

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

Los dividendos y los dividendos a cuenta pagados a los accionistas de la Sociedad se reconocen como cambios en el patrimonio neto en el período en que son aprobados por la Junta General de Accionistas y el Consejo de Administración, respectivamente.

### 3. Normas contables recientes

#### Nuevas normas contables aplicadas en 2018

El Grupo ha aplicado las siguientes normas, interpretaciones y modificaciones que entraron en vigor el 1 de enero de 2018:

- > La "NIIF 9 - Instrumentos financieros", emitida, en su versión final, el 24 de julio de 2014, incluyendo las "Modificaciones a la NIIF 9: Características de los pagos anticipados con compensación negativa" emitida en octubre de 2017 y elegida por el Grupo para su aplicación a partir del 1 de enero de 2018, sustituye a la actual "NIC 39 - Instrumentos financieros": Recognition and Measurement" y sustituye totalmente a la versión anterior.
  - > NIIF 15 - Ingresos por contratos con clientes", emitida en mayo de 2014, incluyendo "Modificaciones a la NIIF 15: fecha de entrada en vigor de la NIIF 15", emitida en septiembre de 2015, y "Aclaraciones a la NIIF 15: Ingresos por contratos con clientes", emitida en abril de 2016, que introducen modificaciones en la norma para proponer algunas aclaraciones con respecto a los expedientes prácticos y a algunos de los temas discutidos por el Grupo Mixto de Recursos de Transición creado por la IASB y el FASB. La nueva norma ha sustituido a la "NIC 11 - Contratos de construcción", "NIC 18 - Ingresos ordinarios", "CINIIF 13 - Programas de fidelización de clientes", "CINIIF 15 - Acuerdos para la construcción de inmuebles", "CINIIF 18 - Transferencias de activos de clientes", "CINIIF 31 - Ingresos ordinarios - Transacciones de permuta que impliquen servicios de publicidad" y se aplica a todos los contratos con clientes, salvo algunas exenciones de alcance (por ejemplo, contratos de arrendamiento, contratos de seguros, instrumentos financieros, etc.).
  - > Modificaciones a la NIIF 2 "Clasificación y valoración de las transacciones con pagos basados en acciones", emitida en junio de 2016. Las enmiendas:
    - aclarar que el valor razonable de un pago basado en acciones liquidado en efectivo en la fecha de valoración (es decir, cuando se concede, al final de cada período de información y en la fecha de liquidación) se mide teniendo en cuenta las condiciones de mercado (por ejemplo, el precio objetivo de la acción) y las condiciones de no irrevocabilidad de la concesión, ignorando en su lugar las condiciones de rendimiento de los servicios y no de mercado;
    - aclarar que las transacciones con pagos basados en acciones con una característica de liquidación neta para las obligaciones de retención a cuenta se clasificarían como liquidadas mediante instrumentos de patrimonio en su totalidad (suponiendo que se hubieran clasificado así sin la característica de liquidación neta);
    - establecer requisitos para la contabilización de una modificación de los términos y condiciones de un contrato de compraventa de acciones. Pago que cambia la clasificación de la transacción de liquidada en efectivo a liquidada mediante instrumentos de patrimonio.
- La aplicación de estas modificaciones no ha tenido un impacto significativo en los estados financieros consolidados.
- > Modificaciones a la NIIF 4: Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos financieros con NIIF 4 Contratos de seguro", emitida en septiembre de 2016. Las enmiendas:
    - permitir a las aseguradoras cuyas actividades están predominantemente relacionadas con los seguros posponer la aplicación de la NIIF 9 hasta 2021 (la "exención temporal"); y

- permitir a las aseguradoras, hasta la futura emisión de la nueva norma contable para los contratos de seguro, reconocer la volatilidad que debería causar la aplicación de la NIIF 9 en otro resultado global (OCI), en lugar de en el resultado del ejercicio (el "overlay approach").

El Grupo Enel decidió no ejercer la opción de la exención temporal para la aplicación de la NIIF 9 al sector asegurador

> Modificaciones a la NIC 40 "Trasposos de inversiones inmobiliarias", emitida en diciembre de 2016; las modificaciones aclaran que para la transferencia a, o desde, inversiones inmobiliarias debe haber un cambio de uso. Este cambio debe estar respaldado por pruebas y un simple cambio de intención no es suficiente para apoyar una transferencia. Las modificaciones amplían los ejemplos de cambio de uso para incluir activos en construcción y desarrollo y no sólo transferencias de propiedades terminadas. La aplicación de estas modificaciones no ha tenido impacto en los estados financieros consolidados.

> CINIIF 22 - Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada", emitida en diciembre de 2016; la interpretación aclara que, a efectos de determinar el tipo de cambio a utilizar en el reconocimiento inicial de un activo, gasto o ingreso (o parte de él), la fecha de la transacción es aquella en la que la entidad reconoce cualquier activo no monetario o pasivo no monetario derivado del pago o recepción de la contraprestación anticipada. La aplicación de estas modificaciones no ha tenido un impacto significativo en los estados financieros consolidados.

> Mejoras anuales al ciclo de las NIIF 2014-2016", publicado en diciembre de 2016; el documento contiene modificaciones y aclaraciones formales de las normas existentes. Más concretamente, se modificaron las siguientes normas:

- > NIIF 1 - Adopción por primera vez de las normas internacionales de información financiera"; las modificaciones suprimen las exenciones a corto plazo que cubren las disposiciones transitorias de la NIIF 7, la NIC 19 y la NIIF 10;

- > NIC 28 - Inversiones en empresas asociadas y negocios conjuntos"; las modificaciones aclaran que la opción de valorar las inversiones en empresas asociadas o negocios conjuntos a valor razonable con cambios en resultados mantenidas por una organización de capital riesgo (o por un fondo de inversión, un fondo de inversión, un fondo de inversión y entidades similares, incluido el seguro vinculado a la inversión) debe elegirse en el momento de la contabilización inicial por separado para cada empresa asociada o negocio conjunto.

La aplicación de las nuevas disposiciones no ha tenido un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas.

> NIC 29 - Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias", publicada en julio de 1989; la norma establece esencialmente criterios para la medición, presentación y revelación en los estados financieros, incluidos los estados financieros consolidados, de las sociedades cuya moneda funcional es la moneda de una economía hiperinflacionaria. A partir del 1 de enero de 2018, el Grupo ha aplicado la norma a los estados financieros de las empresas argentinas.

### **Futuras normas de contabilidad**

A continuación se presenta una lista de normas contables, modificaciones e interpretaciones que entrarán en vigor para el Grupo después del 31 de diciembre de 2018.

> 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". Con el Reglamento Europeo n. 2017/1986 del 31 de octubre de 2017 se ha aprobado la "NIIF 16 - Arrendamientos".

La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, la valoración, la presentación y la revelación de información sobre los arrendamientos y exige que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos de acuerdo con un único modelo dentro del balance, similar a la contabilización de los arrendamientos financieros de la NIC 17.

En la fecha de inicio de un arrendamiento, el arrendatario reconocerá un pasivo para efectuar los pagos del arrendamiento (es decir, el pasivo del arrendamiento) y un activo que represente el derecho a utilizar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento (es decir, el activo con derecho a uso). Se exigirá a los arrendatarios que reconozcan por separado el gasto por intereses del pasivo por el arrendamiento y el gasto por depreciación del activo por derecho de uso.

Los arrendatarios también deberán volver a medir el pasivo del arrendamiento cuando se produzcan ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento como resultado de un cambio en un índice o tasa utilizado para determinar esos pagos). El arrendatario generalmente reconocerá el importe de las nuevas valoraciones del pasivo del arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

Anteriormente, el Grupo reconocía el gasto por arrendamiento operativo de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento, y reconocía los activos y pasivos sólo en la medida en que existía una diferencia temporal entre los pagos de arrendamiento reales y el gasto reconocido.

La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 no ha cambiado sustancialmente con respecto a la contabilidad actual según la NIC 17. Los arrendadores continuarán clasificando todos los arrendamientos utilizando el mismo principio de clasificación que en la NIC 17 y distinguiendo entre dos tipos de arrendamientos: los arrendamientos operativos y los financieros.

La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para los arrendatarios: los arrendamientos de activos de "bajo valor" (por ejemplo, computadoras personales) y los arrendamientos a corto plazo (es decir, los arrendamientos con un plazo de 12 meses o menos). La NIIF 16 es efectiva para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019.

El Grupo no ha adoptado anticipadamente la NIIF 16 en sus cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2018. En cualquier caso, con el fin de evaluar el posible impacto que la aplicación de la NIIF 16 tendrá en sus estados financieros en el período de aplicación inicial, el Grupo ha constituido un equipo de proyecto que ha revisado todos los contratos de arrendamiento del grupo a la luz de las nuevas normas contables de arrendamiento de la NIIF 16. En particular, el Grupo ha identificado una herramienta informática específica para gestionar el nuevo requisito contable y ha revisado su proceso contable con el fin de ajustarse al nuevo marco contable.

Como resultado preliminar del equipo del proyecto, el Grupo ha evaluado los impactos estimados que la aplicación inicial de la NIIF 16 tendrá en sus estados financieros consolidados, tal y como se describe a continuación.

La nueva norma contable afectará sustancialmente a todas las entidades del Grupo que tengan contratos de arrendamiento. Los principales temas que se plantean son los representados por el arrendamiento de terrenos y edificios, automóviles y otros medios de transporte y otra maquinaria técnica.

La complejidad de la evaluación de los contratos de arrendamiento y de su fecha de vencimiento a largo plazo ha exigido un juicio profesional considerable a fin de estimar los posibles efectos de la nueva norma contable. En particular, las principales hipótesis utilizadas son las siguientes

- la identificación del componente no arrendatario en los contratos de arrendamiento;
- la evaluación de cualquier opción renovable incluida en los contratos de arrendamiento identificados, teniendo en cuenta también la probabilidad de que se ejerza una eventual opción de rescisión;
- la identificación de cualquier pago variable de arrendamiento que dependa de un índice o de una tasa para determinar si esos cambios afectan a los pagos futuros de arrendamiento y también al importe del activo del derecho de uso;
- la estimación del tipo de descuento para calcular el valor actual de las cuotas de arrendamiento. Esto es igual al tipo deudor incremental del arrendatario cuando el tipo de interés implícito en el arrendamiento no puede determinarse fácilmente. Para la transición, según lo permitido por la norma, el Grupo ha utilizado el tipo deudor incremental (IBR) del arrendatario a partir del 1 de enero de 2019. Es la tasa de interés que tendría un arrendatario

Pagar para obtener un préstamo en un plazo similar, y con una garantía similar, los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al del derecho de uso en un entorno económico similar. Puede determinarse a nivel de contrato individual o sobre la base de una cartera. Uno de los juicios más significativos para el Grupo Enel en la adopción de la NIIF 16 fue determinar este tipo de préstamo incremental necesario para calcular el valor actual de los pagos de arrendamiento en la transición. El enfoque del Grupo Enel para determinar este tipo deudor incremental se basa en la evaluación del tipo libre de riesgo, que tiene en cuenta los flujos de caja contractuales, el plazo del arrendamiento y el entorno económico en el que se ha negociado el contrato de arrendamiento, así como cualquier ajuste del diferencial de crédito, con el fin de calcular un IBR específico para el arrendatario. Este tipo se ha ajustado, en su caso, para los activos arrendados cuyo valor intrínseco mitigaría el riesgo de impago para el arrendador.

El Grupo optó por utilizar las exenciones propuestas en la norma para los contratos de arrendamiento cuyos plazos de arrendamiento terminan dentro de los 12 meses siguientes a la fecha de la solicitud inicial, y para los contratos de arrendamiento en los que el activo subyacente es de bajo valor cuyo importe se estima que no es significativo. Por ejemplo, el Grupo tiene arrendamientos para ciertos equipos de oficina (por ejemplo, computadoras personales, máquinas de impresión y fotocopiadoras) que se consideran de bajo valor.

Para la transición de la nueva norma contable, el Grupo ha optado por utilizar los siguientes expedientes prácticos:

- aplicar la norma a los contratos que hayan sido previamente identificados como arrendamientos aplicando la NIC 17 y la CINIIF 4;
- Para utilizar el enfoque retrospectivo modificado, el Grupo reconoció el efecto acumulativo de adoptar la NIIF 16 como un ajuste al saldo inicial de las utilidades retenidas al 1 de enero de 2019, sin reexpresión de la información comparativa;
- para medir el pasivo por arrendamiento al valor actual de los pagos de arrendamiento restantes, el tipo de

descuento estaba representado por el tipo deudor incremental del arrendatario de la entidad del Grupo Enel a partir del 1 de enero de 2019;

- reconocer principalmente un activo por derecho de uso en la fecha de la solicitud inicial por un importe igual al pasivo por arrendamiento, ajustado por el importe de cualquier pago anticipado o devengado por el arrendamiento que se haya reconocido en el balance general inmediatamente antes de la fecha de la solicitud inicial. En cada arrendamiento financiero, el Grupo ha optado por valorar, por un importe relevante, algún activo con derecho a uso por su

importe en libros como si la norma se hubiera aplicado desde la fecha de inicio;

- para basarse en su evaluación de si los activos con derecho de uso son recuperables al 1 de enero de 2019 sobre la base de la evaluación de si los arrendamientos son onerosos de conformidad con la NIC 37.

Basándose en la información actualmente disponible, el Grupo ha estimado que reconocerá unos pasivos adicionales por arrendamiento de 1.400 millones de euros a 1 de enero de 2019.

En particular, estas obligaciones adicionales por arrendamiento se refieren principalmente al derecho de uso de edificios y al arrendamiento de terrenos de plantas de energía renovable.

Sigue una conciliación entre los pagos mínimos por arrendamiento revelados sobre la base de los requisitos de la NIC 17 y los impactos de la NIIF 16, basada en la información disponible al 1 de enero de 2019:

**billones de euros**

<b>Pagos mínimos de arrendamiento para los contratos de arrendamiento - NIC 17</b>	2.4
Tipo deudor medio ponderado	6.5%
Impacto del descuento	1.0
<b>Pasivo por arrendamientos conforme a la NIIF 16</b>	1.4

La NIIF 17 "Contratos de seguro", emitida en mayo de 2017, establece esencialmente el principio para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los contratos de seguro, incluyendo los contratos de reaseguro, una entidad emite y mantiene contratos de reaseguro. La NIIF 17 sustituye a la anterior NIIF 4, según la cual las empresas no estaban obligadas a contabilizar los contratos de seguro de una forma específica. En cambio, los contratos de seguro se contabilizaban de forma diferente en las distintas jurisdicciones e incluso pueden contabilizarse de forma diferente dentro de la misma empresa.

El nuevo estándar:

- exige que se facilite información actualizada sobre las obligaciones, los riesgos y la ejecución de los contratos de seguro;
- Aumenta la transparencia en la información financiera reportada por las compañías de seguros, lo que dará a los inversionistas y analistas más confianza para entender la industria de los seguros; y
- introduce una contabilidad coherente para todos los contratos de seguro basada en un modelo de valoración actual.

La norma entrará en vigor, con sujeción a su aprobación, para los ejercicios anuales que comiencen a partir

del 1 de enero de 2021. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de las nuevas disposiciones.

> Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28 - Venta o Aportación de Activos entre un Inversor y su Asociado o Joint Venture", emitida en septiembre de 2014. Las modificaciones aclaran el tratamiento contable de las ventas o aportaciones de activos entre un inversor y sus empresas asociadas o negocios conjuntos. Confirman que el tratamiento contable depende de si los activos vendidos o aportados a una asociada o negocio conjunto constituyen un "negocio" (según se define en la NIIF 3). Cuando los activos constituyen un negocio, el inversionista reconocerá la ganancia o pérdida total por la venta o contribución de activos. Si los activos no se ajustan a la definición de negocio, el inversor reconocerá la ganancia o pérdida sólo en la medida en que los inversores no relacionados tengan participaciones en la asociada o negocio conjunto. El IASB ha aplazado indefinidamente la fecha de entrada en vigor de estas modificaciones, pero si las modificaciones se aplican anticipadamente, deben aplicarse de forma prospectiva. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de las nuevas disposiciones.

> Modificaciones a las NIC 1 y NIC 8 - Definición de material", emitida en octubre de 2018. Las enmiendas aclaran la definición de "material" del siguiente modo: "la información es importante si la omisión, la tergiversación o la ocultación de la misma puede influir razonablemente en las decisiones que los principales usuarios de los estados financieros de propósito general formulan sobre la base de dichos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad que presenta información específica". Al incluir el concepto de "información oculta" en la nueva definición, las enmiendas especifican que la información se oculta si se comunica de una manera que tendría un efecto similar al de omitir o falsear la información. Con el fin de evitar situaciones en las que se requiera incluir en los estados financieros información que no sea capaz de influir en las decisiones de los usuarios primarios, las modificaciones también introducen un nuevo umbral en la definición de material al sustituir "podría influir" por "podría razonablemente esperarse que influyera". Por último, las modificaciones aclaran que la entidad debe tener en cuenta a los usuarios primarios de los estados financieros (es decir, los inversores existentes y potenciales, los prestamistas y otros acreedores) a la hora de decidir qué información revelar. Las modificaciones entrarán en vigor, sujetas a aprobación, para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020, y se permitirá su aplicación anticipada. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de las nuevas disposiciones.

> Modificaciones a la NIC 19 - Modificación, reducción o liquidación del Plan", emitida en febrero de 2018.

Las modificaciones exigen que las entidades utilicen las hipótesis actuariales actualizadas para determinar el coste de los servicios corrientes y los intereses netos para el resto del período de información anual posterior a dicho acontecimiento. Las modificaciones también aclaran la forma en que los requisitos para la contabilización de una modificación, reducción o liquidación del plan afectan a los requisitos de límites máximos de activos. Las modificaciones no abordan la contabilización de las "fluctuaciones significativas del mercado" en ausencia de una modificación, reducción o liquidación del plan. Las modificaciones se aplican a las modificaciones, recortes o liquidaciones del plan que ocurran a partir del 1 de enero de 2019, y se permite su aplicación anticipada. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de las nuevas disposiciones.

> Modificaciones a la NIIF 3 - Definición de negocio", emitida en octubre de 2018. Las enmiendas aclaran que para ser considerada una empresa, una adquisición tendría que incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La nueva orientación proporciona un marco para evaluar cuándo están presentes una aportación y un proceso

sustantivo. Las definiciones de empresa y de productos se centran ahora en los bienes y servicios suministrados a los clientes y se elimina la referencia a los rendimientos en forma de menores costes y otros beneficios económicos. Además, ya no es necesario evaluar si los participantes en el mercado son capaces de sustituir los insumos o procesos que faltan y de seguir produciendo resultados. Las enmiendas también introdujeron una prueba opcional que, si se cumple, elimina la necesidad de una evaluación adicional (la prueba de concentración). Bajo esta prueba opcional, un conjunto adquirido de actividades y activos no es un negocio si la práctica totalidad del valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un único activo identificable (o en un grupo de activos identificables similares).

Las modificaciones entrarán en vigor, sujetas a aprobación, para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020, y se permitirá su aplicación anticipada. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de las nuevas disposiciones.

> Marco Conceptual Revisado para la Información Financiera", publicado en marzo de 2018. La versión revisada incluye cambios integrales a la versión anterior del Marco Conceptual publicada en 2010. El Marco Conceptual revisado incluye algunos conceptos nuevos, proporciona definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento y aclara algunos conceptos importantes. En particular, se establece:

- el objetivo de la información financiera de propósito general;
- las características cualitativas de la información financiera útil;
- una descripción de la entidad informante y sus límites;
- las definiciones de activo, pasivo, patrimonio neto, ingresos y gastos, así como las orientaciones que respaldan dichas definiciones;
- criterios para el reconocimiento y la baja de activos y pasivos en los estados financieros;
- bases de medición y orientación sobre cuándo utilizarlas;
- conceptos y orientación sobre presentación y divulgación; y
- conceptos relativos al capital y al mantenimiento del capital.

El Marco Conceptual revisado va acompañado de una Base para las Conclusiones. El IASB también ha publicado un documento de acompañamiento separado, "Enmiendas a las referencias al marco conceptual en las normas IFRS", que establece las enmiendas a las normas afectadas con el fin de actualizar las referencias al marco conceptual revisado.

El Marco Conceptual revisado entrará en vigor para los períodos de reporte anual que comiencen a partir del 1 de enero de 2020, y se permitirá su aplicación anticipada. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de las nuevas disposiciones.

> Modificaciones a la NIC 28 - Participaciones en empresas asociadas y negocios conjuntos a largo plazo", emitida en octubre de 2017; las modificaciones aclaran que una entidad debe aplicar 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. Las modificaciones entrarán en vigor, sujetas a aprobación, para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de las nuevas disposiciones.

> CINIIF 23 "Incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto sobre la renta", emitida en junio de 2017; la interpretación aclara cómo aplicar los requisitos de reconocimiento y valoración de la NIC 12 cuando existe incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto sobre la renta. La incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto sobre la renta puede afectar tanto al impuesto corriente como al diferido. El umbral para reflejar los

efectos de la incertidumbre es si es probable que la autoridad fiscal acepte o no un tratamiento fiscal incierto, suponiendo que la autoridad fiscal examine los importes que tiene derecho a examinar y tenga pleno conocimiento de toda la información relacionada. La interpretación también requiere que la entidad reevalúe cualquier juicio o estimación realizada si un cambio en los hechos y circunstancias puede cambiar las conclusiones de la entidad sobre la aceptabilidad de un tratamiento fiscal o la estimación de la entidad sobre el efecto de la incertidumbre, o ambas cosas. La interpretación entrará en vigor para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de las nuevas disposiciones.

> Mejoras anuales al ciclo de las NIIF 2015.2017", publicado en diciembre de 2017; el documento contiene modificaciones y aclaraciones formales de las normas existentes. Cada una de las modificaciones será aplicable para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose su aplicación anticipada. Más concretamente, se modificaron las siguientes normas:

> NIIF 3 - Combinaciones de negocios"; las modificaciones aclaran que cuando un operador conjunto obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta, debe volver a valorar su participación anterior en la operación conjunta a su valor razonable en la fecha de adquisición;

> NIIF 11 - Acuerdos conjuntos"; las modificaciones aclaran que una parte que participa en una operación conjunta, pero que no tiene el control conjunto de una operación conjunta y obtiene el control conjunto de la operación conjunta que constituye un negocio según se define en la NIIF 3, no está obligada a volver a valorar las participaciones previamente mantenidas en la operación conjunta;

> NIC 12 - Impuestos sobre las ganancias"; las modificaciones aclaran que una entidad reconocerá el impuesto sobre las ganancias consecuencias de los dividendos (según se definen en la NIIF 9) cuando se reconoce un pasivo para pagar un dividendo en el resultado del ejercicio, en otro resultado global o en el patrimonio neto, de acuerdo con el lugar en que la entidad reconoció originalmente las transacciones que generaron beneficios distribuibles;

> NIC 23 - Costes por intereses"; las modificaciones aclaran que una entidad incluirá los préstamos realizados específicamente con el propósito de obtener un activo apto pendiente cuando el activo esté listo para su uso previsto o para su venta en los préstamos genéricos de la entidad.

El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de las provisiones.

## 4. Efectos de la aplicación de las nuevas normas contables

### Impacto de la aplicación inicial de las NIIF 9 y 15

A partir del 1 de enero de 2018 entraron en vigor las nuevas normas NIIF 9 y NIIF 15 emitidas por el IASB. La adopción retrospectiva por primera vez dio lugar a la reexpresión de una serie de partidas del balance al 1 de enero de 2018, ya que Enel optó por ejercer la opción de utilizar la simplificación prevista en las normas para las entidades que adoptan por primera vez las NIIF. A continuación se analizan los principales cambios introducidos por las nuevas normas. Para más detalles sobre su contenido, véase la nota 3 anterior:

> La "NIIF 9 - Instrumentos financieros", emitida en su versión definitiva el 24 de julio de 2014, sustituye a las "NIC" existentes. 39 - Instrumentos financieros: Reconocimiento y medición" y sustituye a todas las versiones anteriores. La versión final de la NIIF 9 incorpora los resultados de las tres fases del proyecto para sustituir a la NIC 39 sobre clasificación y medición, deterioro y contabilidad de coberturas.

Durante 2017 se completó el proyecto de transición para las tres áreas de aplicación de la nueva norma. Cada corriente de proyecto incluía lo siguiente:

- *Clasificación y valoración*": los procedimientos de clasificación de los instrumentos financieros previstos en la NIC 39 se han evaluado en comparación con los previstos en la NIIF 9 (es decir, prueba de SPPI y modelo de negocio). Teniendo en cuenta que en el primer trimestre de 2018 se aprobó la modificación de la "NIIF 9 características de los pagos anticipados con compensación negativa", emitida por el IASB en el De octubre de 2017 y aplicable a partir del 1 de enero de 2019, con opción de aplicación a partir del 1 de enero de 2018, el Grupo eligió la aplicación anticipada y retrospectiva de las modificaciones. Durante el trimestre, Enel analizó las situaciones impactadas por las modificaciones, las cuales:

- a) introducir una excepción para determinados activos financieros que tengan flujos de efectivo contractuales que sean únicamente pagos de principal e intereses, pero que no superen la prueba SPPI sólo por una opción de pago anticipado, permitiendo su valoración a valor razonable con cambios en resultados en determinadas circunstancias especificadas en la norma;
- b) aclarará que los requerimientos de la NIIF 9 para el ajuste del coste amortizado de un pasivo financiero en el caso de una modificación (o intercambio) que no dé lugar a la baja en cuentas son coherentes con las disposiciones análogas para el ajuste de un activo financiero. En consecuencia, los nuevos flujos de efectivo se descontarán al tipo de interés efectivo original y la diferencia entre el valor actual anterior a la modificación del pasivo y el nuevo valor se reconocerá en el resultado del ejercicio en la fecha de la modificación. En este sentido, Enel, en referencia a los intercambios realizados en 2015 y 2016, ha aplicado el tratamiento contable previsto en las mejores prácticas internacionales, de acuerdo con la NIC 39, y no ha reconocido ningún ingreso o coste con cargo a resultados a la fecha de las modificaciones contractuales, sino que los ha amortizado a lo largo de la vida residual del pasivo financiero modificado al tipo de interés efectivo recalculado a la fecha del intercambio. Como consecuencia de la aplicación anticipada de estas modificaciones, las bolsas se han contabilizado por el nuevo método con efectos a partir del 1 de enero de 2018, reexpresando los saldos de apertura, lo que ha supuesto un incremento de los fondos propios del Grupo de 97 millones de euros y una disminución concomitante de la deuda financiera neta de 129 millones de euros.

- *Deterioro*": se ha realizado un análisis de los activos financieros deteriorados, con especial atención a las cuentas a cobrar comerciales que representan la mayor parte de la exposición crediticia del Grupo. En particular, en aplicación del enfoque simplificado previsto en la norma, estos créditos se agruparon en grupos específicos, teniendo en cuenta el entorno legislativo y reglamentario aplicable, y el modelo de deterioro basado en las pérdidas esperadas desarrolladas por el Grupo para la valoración colectiva. Para los créditos comerciales que la Dirección consideró significativos de forma individual y para los que se

disponía de información más detallada sobre el aumento significativo del riesgo de crédito, se ha adoptado un enfoque analítico dentro del modelo simplificado. La aplicación del nuevo modelo de deterioro ha supuesto una disminución de los fondos propios del Grupo a 1 de enero de 2018 de 175 millones de euros.

- *Contabilidad de coberturas*": se han llevado a cabo actividades específicas para implantar el nuevo modelo de contabilidad de coberturas, tanto en lo que se refiere a pruebas de eficacia y reequilibrio de las relaciones de cobertura como al análisis de las nuevas estrategias aplicables bajo la NIIF 9. En cuanto a los instrumentos de cobertura, los cambios más significativos con respecto al modelo de contabilidad de coberturas previsto en la NIC 39 se refieren a la posibilidad de diferir el valor temporal de una opción, el componente a plazo de un contrato a plazo y los diferenciales de base de divisas (denominados "costes de cobertura") en otro resultado global (OCI) hasta que el elemento cubierto afecte al resultado del ejercicio. En la práctica, la reserva en OCI que contiene el valor razonable de los instrumentos de cobertura (valor razonable "completo") se ha dividido en dos reservas OCI que informan del valor razonable "sin base" y el "elemento de base de reparto", respectivamente. La siguiente tabla resume los efectos de esa división:

Millones de euros	
NIIF 9	el 1 de enero de 2018
Derivados - valor razonable "total"	(1,740)
Derivados - valor razonable "sin base"	(1,392)
Derivados - "elemento básico de dispersión"	(348)

A 1 de diciembre de 2017, la reclasificación de las reservas OCI que refleja el valor razonable libre de base y el elemento de diferencial de base ascendía a 480 millones de euros.

> NIIF 15 - Ingresos por contratos con clientes", emitida en mayo de 2014, incluyendo las "Modificaciones a las NIIF 15: Fecha de vigencia de la NIIF 15", emitida en septiembre de 2015.

La norma se aplicó retroactivamente a partir de los ejercicios anuales que comienzan el 1 de enero de 2018, con la posibilidad de reconocer el impacto acumulado en el patrimonio neto al 1 de enero de 2018.

En concreto, las situaciones más significativas en los estados financieros consolidados del Grupo que se han visto afectadas por las nuevas disposiciones de la NIIF 15 son principalmente las siguientes

a) los ingresos ordinarios procedentes de contratos de conexión a la red que se reconocieron previamente en el resultado del ejercicio en el momento de la conexión, pero que, como consecuencia de la NIIF 15, ahora se difieren en función de la naturaleza de la obligación de rendimiento especificada en el contrato con los clientes;

b) la capitalización de los costes de obtención de un contrato, limitada a las comisiones de venta incrementales pagadas a los agentes. El efecto en los fondos propios del Grupo a 1 de enero de 2018 del aplazamiento de las cuotas de conexión y de la capitalización de los costes de los contratos ascendió a 3.948 millones de euros negativos y 303 millones de euros positivos, respectivamente.

La siguiente tabla muestra los cambios en el balance general consolidado al 1 de enero de 2018 asociados con la aplicación de la NIIF 9 y la NIIF 15, así como otros efectos menores no tratados anteriormente con respecto a la NIIF 15.

Millones de euros activo	al 31 de diciembre de 2017	Efecto de la NIIF 9	Efecto de la NIIF 4 <sup>r</sup>	el 1 de enero de 2018
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
<b>Propiedades, planta y equipo</b>	<b>74,937</b>	-	-	-
	74,937		propiedad de inversión	77 -
Activos intangibles	16,724	-	193 <sup>(1)</sup>	16,917
Fondo de comercio	13,746	-	-	13,746
Activos por impuestos diferidos	6,354	69	1,066 <sup>(2)</sup>	7,489
Inversiones de capital contabilizadas por el método de la participación	1,598	-	-	1,598
Derivados	702	-	-	702
Activos por contratos a largo plazo	-	-	269	269
Otros activos financieros no corrientes	4,002	(19)	-	3,983
Otros activos no corrientes	1,064	-	-	1,064
<i>[Total]</i>	<b>119,204</b>	<b>50</b>	<b>1,528</b>	<b>120,782</b>
activo corrientes				
Inventarios	2,722	-	-	2,722
Deudores comerciales	14,529	(207)	(11)	14,311
Activos por contrato a corto plazo	-	-	90	90
créditos fiscales	577	-	-	577
Derivados	2,309	-	-	2,309
Otros activos financieros corrientes	4,614	(11)	-	4,603
Otros activos circulantes	2,695	(19)	(66)	2,610
Efectivo y equivalentes de efectivo	7,021	-	-	7,021
<i>[Total]</i>	<b>34,467</b>	<b>(237)</b>	<b>13</b>	<b>34,243</b>
<b>Activos clasificados como mantenidos para la venta</b>	<b>1,970</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,970</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>155,641</b>	<b>(187)</b>	<b>1,541</b>	<b>156,995</b>

(1) De los cuales 451 millones de euros procedentes de la capitalización de los costes del contrato.

(2) Los 1.066 millones de euros corresponden al aplazamiento de las cuotas de conexión en Italia.

Millones de euros

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	al 31 de dic de 2017	IFRS 9	IFRS 15	al 31 ene 2018	
		effect	effect		
<b>Patrimonio neto de los accionistas de la Sociedad Dominante</b>					
Capital social	10,167	-	-	10,167	
Otras reservas	3,348	(78)	(3,626)	-356	
Beneficios de balance (arrastre de pérdidas)	21,280	-	-	21,280	
	<i>[Total]</i>	<b>34,795</b>	<b>(78)</b>	<b>(3,626)</b>	<b>31,091</b>
<b>Participaciones no dominantes</b>	<b>17,366</b>	<b>(20)</b>	<b>(556)</b> <sup>(3)</sup>	<b>16,790</b>	
<b>Total fondos propios</b>	<b>52,161</b>	<b>(98)</b>	<b>(4,182)</b>	<b>47,881</b>	
<b>Pasivo no corriente</b>					
Préstamos a largo plazo	42,439	(129)	-	42,310	
Beneficios para los empleados	2,407	-	-	2,407	
Provisiones para riesgos y gastos (parte no corriente)	4,821	-	-	4,821	
Pasivos por impuestos diferidos	8,348	40	(476) <sup>(4)</sup>	7,912	
Derivados	2,998	-	-	2,998	
Pasivos por contratos no corrientes	-	-	6,210 <sup>(5)</sup>	6,210	
Otros pasivos no corrientes	2,003	-	-	2,003	
	<i>[Total]</i>	<b>63,016</b>	<b>(89)</b>	<b>5,734</b>	<b>68,661</b>
<b>Pasivo corriente</b>					
Préstamos a corto plazo	1,894	-	-	1,894	
Parte corriente de los empréstitos a largo plazo	7,000	-	-	7,000	
Provisiones para riesgos y gastos (parte corriente)	1,210	-	-	1,210	
Acreedores comerciales	12,671	-	(17)	12,654	
Impuesto sobre la renta por pagar	284	-	-	284	
Derivados	2,260	-	-	2,260	
Pasivos por contratos a corto plazo	-	-	384	384	
Otros pasivos financieros corrientes	954	-	-	954	
Otros pasivos corrientes	12,462	-	(378)	12,084	
	<i>[Total]</i>	<b>38,735</b>	<b>-</b>	<b>(11)</b>	<b>38,724</b>
<b>Pasivos incluidos en grupos enajenables de elementos clasificados como mantenidos para la venta</b>	<b>1,729</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,729</b>	
<b>Total del pasivo</b>	<b>103,480</b>	<b>(89)</b>	<b>5,723</b>	<b>109,114</b>	
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>	<b>155,641</b>	<b>(187)</b>	<b>1,541</b>	<b>156,995</b>	

(3) De los cuales un impacto positivo de 24 millones de euros por la capitalización de los costes del contrato y un impacto negativo de 580 millones de euros por el aplazamiento de las cuotas de conexión.

(4) De los cuales, un impacto positivo de 124 millones de euros por capitalización de costes contractuales y un impacto negativo de 600 millones de euros por el aplazamiento de las cuotas de conexión en España y Rumanía.

(5) De los cuales 6.194 millones de euros procedentes del aplazamiento de las cuotas de conexión.

La siguiente tabla muestra el impacto en el balance al 31 de diciembre de 2018 y en la cuenta de resultados de 2018 si no se hubiera adoptado la NIIF 15.

Millones de euros	2018		
	Con NIIF 15	Sin NIIF 15	Cambio
<b>Ingresos</b>			
Ingresos por ventas y servicios	73,134	73,146	(12)
Otros ingresos e ingresos	2,538	2,538	-
<i>[Subtotal]</i>	<b>75,672</b>	<b>75,684</b>	<b>(12)</b>
<b>Costes</b>			
Compra de electricidad, gas y combustible	35,728	35,728	-
Servicios y otros materiales	18,870	19,090	(220)
Personal	4,581	4,581	-
Deterioro neto/(reversión de deterioro) de cuentas comerciales a cobrar y otras cuentas a cobrar	1,096	1,096	-
Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro	5,355	5,189	166
Otros gastos de explotación	2,889	2,889	-
Partes de costes en inventario	(2,264)	(2,264)	-
<i>[Subtotal]</i>	<b>66,255</b>	<b>66,309</b>	<b>(54)</b>
<b>Ingresos/(gastos) netos de los contratos de materias primas valorados a valor razonable</b>	<b>483</b>	<b>483</b>	<b>-</b>
<b>Utilidad de operación</b>	<b>9,900</b>	<b>9,858</b>	<b>42</b>
Ingresos financieros derivados	1,993	1,993	-
Otros ingresos financieros	1,715	1,715	-
Gastos financieros por derivados	1,532	1,532	-
Otros gastos financieros	4,392	4,392	-
Ingresos/(gastos) netos por ajustes por hiperinflación	168	168	-
Participación en beneficios/(pérdidas) de las inversiones de capital contabilizadas aplicando el método de la participación	349	349	-
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>8,201</b>	<b>8,159</b>	<b>42</b>
Impuestos sobre la renta	1,851	1,836	15
<b>Utilidad neta de las operaciones continuas</b>	<b>6,350</b>	<b>6,323</b>	<b>27</b>
<b>Utilidad neta de operaciones discontinuadas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Utilidad neta del período (accionistas de la Controladora e intereses minoritarios)</b>	<b>6,350</b>	<b>6,323</b>	<b>27</b>
Atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante	4,789	4,743	46
Atribuible a intereses minoritarios	1,561	1,580	(19)

ACTIVO	Con NIIF 15	Sin NIIF 15	Cambio
<b>Activos no corrientes</b>			
Propiedades, planta y equipo	76,631	76,631	-
Inversiones inmobiliarias	135	135	-
Activos intangibles	19,014	18,844	170
Fondo de comercio	14,273	14,273	-
Activos por impuestos diferidos	8,305	7,229	1,076
Inversiones de capital contabilizadas por el método de la participación	2,099	2,099	-
Derivados	1,005	1,005	-
Activos por contratos a largo plazo	346	-	346
Otros activos financieros no corrientes	5,769	5,769	-
Otros activos no corrientes	1,272	1,272	-
<i>[Total]</i>	<b>128,849</b>	<b>127,257</b>	<b>1,592</b>
<b>Activo circulante</b>			
Inventarios	2,818	2,818	-
Deudores comerciales	13,587	13,598	(11)
Activos por contrato a corto plazo	135	-	135
Créditos fiscales	660	660	-
Derivados	3,914	3,914	-
Otros activos financieros corrientes	5,160	5,160	-
Otros activos circulantes	2,983	3,094	(111)
Efectivo y equivalentes de efectivo	6,630	6,630	-
<i>[Total]</i>	<b>35,887</b>	<b>35,874</b>	<b>13</b>
<b>Activos clasificados como mantenidos para la venta</b>	<b>688</b>	<b>688</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>165,424</b>	<b>163,819</b>	<b>1,605</b>

<b>PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>	<b>Con NIIF 15</b>	<b>Sin NIIF 15</b>	<b>Cambio</b>
<b>Patrimonio neto de los accionistas de la Sociedad Dominante</b>			
Capital social	10,167	10,167	-
Otras reservas	1,700	5,326	(3,626)
Beneficios de balance (arrastre de pérdidas)	19,853	19,807	46
<i>[Total]</i>	<b>31,720</b>	<b>35,300</b>	<b>(3,580)</b>
<b>Participaciones no dominantes</b>	<b>16,132</b>	<b>16,707</b>	<b>(575)</b>
<b>Total fondos propios</b>	<b>47,852</b>	<b>52,007</b>	<b>(4,155)</b>
<b>Pasivo no corriente</b>			
Préstamos a largo plazo	48,983	48,983	-
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	9,101	(451)
Derivados	2,609	2,609	-
Pasivos por contratos no corrientes	6,306	-	6,306
Otros pasivos no corrientes	1,901	1,985	(84)
<i>[Total]</i>	<b>76,817</b>	<b>71,046</b>	<b>5,771</b>
<b>Pasivo circulante</b>			
Préstamos a corto plazo	3,616	3,616	-
Porción circulante de los empréstitos a largo plazo	3,367	3,367	-
Provisiones para riesgos y gastos (parte corriente)	1,312	1,312	-
Acreedores comerciales	13,387	13,404	(17)
Impuesto sobre la renta por pagar	333	333	-
Derivados	4,343	4,343	-
Pasivos por contratos a corto plazo	1,095	-	1,095
Otros pasivos financieros corrientes	788	788	-
Otros pasivos corrientes	12,107	13,196	(1,089)
<i>[Total]</i>	<b>40,348</b>	<b>40,359</b>	<b>(11)</b>
<b>Pasivos incluidos en grupos enajenables de elementos clasificados como mantenidos para la venta</b>	<b>407</b>	<b>407</b>	<b>-</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>117,572</b>	<b>111,812</b>	<b>5,760</b>
<b>OTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>	<b>165,424</b>	<b>163,819</b>	<b>1,605</b>

## 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 tras una evaluación de una serie de circunstancias cualitativas y cuantitativas, incluida la presencia de una tasa de inflación acumulada de más del 100% durante los tres años anteriores.

A efectos de la preparación de las cuentas anuales consolidadas y de acuerdo con la NIC 29, algunas partidas del balance de las sociedades participadas en Argentina se han revalorizado aplicando el índice general de precios al consumo a los datos históricos con el fin de reflejar las variaciones del poder adquisitivo del peso argentino a la fecha de cierre para dichas sociedades.

Teniendo en cuenta que el Grupo Enel adquirió el control de las empresas argentinas el 25 de junio de 2009, la revalorización de las cifras del balance no monetario se realizó aplicando los índices de inflación a partir de esa fecha. Más específicamente, los efectos contables de la nueva valoración en la primera aplicación de la norma y en las valoraciones posteriores se reconocieron de la siguiente manera:

- > El efecto del ajuste por inflación hasta el 31 de diciembre de 2017 de los activos y pasivos no monetarios y se reconoció en las reservas de capital, neto de los efectos fiscales asociados;
- > El efecto de la revalorización de las mismas partidas no monetarias, de los componentes del patrimonio neto y de los componentes de la cuenta de resultados reconocidos en 2018, que se ha realizado para tener en cuenta la variación en 2018 del índice de precios de referencia, se ha registrado en una línea específica de la cuenta de resultados en el epígrafe de ingresos y gastos financieros. El efecto fiscal asociado se reconoció en los impuestos del período.

Con el fin de tener en cuenta también el impacto de la hiperinflación en el tipo de cambio de la moneda local, los saldos de la cuenta de pérdidas y ganancias expresados en la moneda de presentación del Grupo (euro) se han convertido a la moneda de presentación del mismo, aplicando, de acuerdo con la NIC 21, el tipo de cambio de cierre en lugar del tipo de cambio medio del período, con el fin de ajustar estos importes a los valores corrientes.

De acuerdo con lo establecido en el apartado b) del párrafo 42 de la NIC 21, no ha sido necesario reexpresar, únicamente a efectos comparativos, las cifras del balance y de la cuenta de resultados del ejercicio 2017, dado que la moneda de presentación del Grupo no es la de una economía hiperinflacionaria.

Los cambios acumulados en los índices generales de precios al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2018 se muestran en la siguiente tabla:

Períodos	Variación acumulada del índice general de precios al consumo
Del 1 de julio de 2009 al 31 de diciembre de 2017	286.50%
Del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018	47.83%

La aplicación inicial de la NIC 29 generó un ajuste positivo (neto de efectos fiscales) reconocido en reservas de patrimonio en los estados financieros consolidados a 1 de enero de 2018 de 574 millones de euros, de los cuales 212 millones son atribuibles a los accionistas de la Sociedad Dominante. Además, durante 2018, la aplicación de la NIC 29 ha supuesto el reconocimiento de un ingreso financiero neto (bruto de impuestos) de 168 millones de euros.

A continuación se presentan los efectos de la NIC 29 sobre el balance de apertura y el 1 de enero de 2018 y los efectos acumulados de la hiperinflación al 31 de diciembre de 2018, así como el impacto de la hiperinflación sobre las principales rúbricas de la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2018, diferenciando entre la correspondiente a la revalorización en función del índice general de precios al consumo y la debida a la aplicación del tipo de cambio de cierre en lugar del tipo de cambio medio del período, de acuerdo con lo establecido en la NIC 21 para las economías hiperinflacionarias.

	Efecto acumulado de hiperinflación al 1 de enero de 2018	Efecto de hiperinflación para el	Diferencias de	Efecto acumulado de hiperinflación al 31 de diciembre de 2018
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>763</b>	357	(355)	<b>765</b>
<b>PASIVOS TOTALES</b>	<b>189</b>	97	(89)	<b>197</b>
<b>CAPITAL PROPIO</b>	<b>574</b>	260 <sup>(1)</sup>	(266)	<b>568</b>

cambio

(1) La cifra incluye los ingresos netos para 2018, equivalentes a 44 millones de euros.

	Efecto de la NIC 29	Efecto de la NIC 21	Efecto total
<b>Ingresos</b>	237	(338)	(101)
<b>Costes</b>	235 <sup>(1)</sup>	(272) <sup>(2)</sup>	(37)
<b>Utilidad de operación</b>	2	(66)	(64)
<b>Ingresos/(gastos) financieros netos</b>	(18)	3	(15)
Ingresos/(gastos) netos por hiperinflación	188	-	188
<b>Resultado antes de impuestos</b>	152	(63)	89
<b>Impuestos sobre la renta</b>	108	(28)	80
<b>Utilidad neta del ejercicio (accionistas de la Sociedad Dominante y intereses minoritarios)</b>	260	(291)	69
Atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante	25	(8)	16
<b>Atribuible a intereses minoritarios</b>	19	(26)	(7)

(1) Incluye un impacto en las amortizaciones y deterioros de 58 millones de euros.

(2) Incluye un impacto en las amortizaciones y pérdidas por deterioro de 23 millones de euros.

## 5. Actualización de las informaciones comparativas

Las cifras presentadas en los comentarios y cuadros de las notas a los estados financieros son coherentes y comparables entre 2017 y 2018. No fue necesario reformular las informaciones comparativas, teniendo en cuenta el hecho de que las nuevas normas antes mencionadas (NIIF 15 y NIIF 9) se introdujeron principalmente con una aplicación retroactiva simplificada utilizando un "ajuste acumulativo de recuperación" y que, en el caso de la aplicación retroactiva de la separación del componente a plazo y de los diferenciales de base monetaria relativos a los contratos a plazo, no se modificaron los estados financieros consolidados, ya que el impacto era totalmente irrelevante y suponía simplemente una simple reclasificación entre las reservas de capital.

## 6. Principales variaciones en el perímetro de consolidación

En los dos ejercicios objeto de examen, el perímetro de consolidación ha cambiado como consecuencia de una serie de operaciones.

### 2017

- > Adquisición, el 10 de enero de 2017, del 100% de Demand Energy Networks, empresa con sede en Estados Unidos especializada en soluciones de software y sistemas inteligentes de almacenamiento de electricidad;
- > Adquisición, el 10 de febrero de 2017, del 100% de Más Energía, empresa mexicana que opera en el sector de las energías renovables;
- > Adquisición, el 14 de febrero de 2017 y el 4 de mayo de 2017, del 94,84% y el 5,04% respectivamente (para un total del 99,88%) de Enel Distribuição Goiás (antes CELG-D), una empresa de distribución de electricidad que opera en el estado brasileño de Goiás;
- > Adquisición, el 16 de mayo de 2017, del 100% de Tynemouth Energy Storage, una empresa británica que opera en la región de sector de almacenamiento de electricidad;
- > Adquisición, el 4 de junio de 2017, del 100% de Amec Foster Wheeler Power (ahora Enel Green Power Sannio), empresa propietaria de dos parques eólicos en la provincia de Avellino;
- > Adquisición, el 10 de agosto de 2017, del 100% del Grupo EnerNOC tras la aceptación de la oferta de Enel Green Power North America ("EGPNA") a los anteriores accionistas;
- > Adquisición, el 25 de octubre de 2017, del 100% de eMotorWerks, empresa estadounidense que opera en sistemas de gestión de movilidad eléctrica;
- > La enajenación, en diciembre de 2017, por Enel Green Power North America mediante un contrato de cash equity, del 80% de los títulos de clase A de la filial EGPNA Rocky Caney Wind. El precio total de la transacción fue de 233 millones de dólares, generando una plusvalía de 4 millones de euros.

### 2018

- > Eliminación, el 12 de marzo de 2018, del 86,4% de Erdwärme Oberland GmbH, una empresa que desarrolla plantas geotérmicas con sede en Alemania. El precio total de la operación fue de 0,9 millones de euros, con ganancia patrimonial 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 permite a Enel Chile aumentar su participación en Enel Generación Chile hasta el 93,55%. Además, en esa fecha entró en vigor la fusión de la empresa de energías renovables Enel Green Power Latin America SA con Enel Chile;
- > Adquisición, el 3 de abril de 2018, 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 que se formalizaron 15 millones de euros de deuda asumida. Véase la nota 6.1 para más información;
- > Adquisición, el 7 de junio de 2018, por Enel Sudeste del control de la sociedad brasileña de distribución 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 finalizó el 4 de julio de 2018. Al 30 de septiembre de 2018, la sociedad se consolidó sobre la base de una participación del 95,88% del Grupo, teniendo en cuenta las circunstancias que se detallan más adelante en estas notas;
- > adquisición, el 25 de julio de 2018, a través de la filial Endesa Red, del 94,6% de 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. Véase la nota 6.3 para más información;

- > la venta, el 28 de septiembre de 2018, a Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("CDPQ"), inversionista institucional a largo plazo, y a CKD Infraestructura México SA de CV ("CKD IM"), vehículo de inversión de los principales fondos de pensiones mexicanos, del 80% de ocho sociedades instrumentales que poseen ocho plantas en operación o en construcción en México. Tras el cierre de la operación, 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. Para mayor información sobre el impacto financiero de la enajenación, véase la nota 6.5 de los estados financieros consolidados;
- >eliminación, el 18 de octubre de 2018, por Enel Green Power SpA de la planta de generación de biomasa de Finale Emilia;
- >enajenación, el 14 de diciembre de 2018, por parte de Enel Green Power SpA de su filial al 100% 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.

Adicionalmente a las anteriores variaciones en el perímetro de consolidación, las siguientes operaciones, que si bien no representan operaciones de adquisición o pérdida de control, han supuesto un cambio en la participación del Grupo en las sociedades participadas:

- > Una reorganización societaria en Chile con la operación "Elqui", que implicó la adquisición de empresas no pertenecientes al Grupo.

de control en Enel Generación Chile para alcanzar una participación directa del 93,55% a través de Enel Chile (la participación anterior era del 59,98%), una reducción de la participación en Enel Green Power Chile, que pasó del 100% al 61,93% a nivel de Grupo, tras la fusión de Enel Green Power Latin America SA con Enel Chile, y un aumento de la participación global en Enel Chile del 60,62% al 61,93%. Las secciones siguientes tratan la operación con más detalle;

- > El 3 de julio de 2018 Enel, actuando a través de Enel X Internacional, finalizó la adquisición de una sociedad de cartera

controlada por Sixth Cinven Fund (un fondo gestionado por la firma internacional de capital riesgo Cinven) para una inversión de 150 millones de euros de aproximadamente el 21% de una empresa de vehículos ("Zacapa Topco Sarl"), a la que se transfirió el 100% de Ufinet International. Ufinet es un operador líder de redes de fibra óptica al por mayor en Sudamérica. El Sexto Fondo Cinven a su vez posee el 79% de Zacapa Topco Sarl;

- > El 27 de diciembre de 2018, Enel Green Power SpA vendió su participación del 50% en la sociedad EF Solare Italia SpA ("EFSI")

a través de Marte Srl, filial al 100 % de Enel Green Power, al otro socio de la empresa en participación, F2i SGR SpA ("F2i"), por un importe de 214 millones de euros. Según los términos del acuerdo de venta, EFSI, que compra y opera plantas solares en funcionamiento en Italia, tiene asignado un valor empresarial de unos 1.300 millones de euros, de los cuales unos 430 millones de euros en acciones y unos 900 millones de euros en deuda. La venta supuso una plusvalía de 65 millones de euros;

- > En diciembre de 2018, Enel SpA aumentó su participación en Enel Américas en un 2,43% en virtud de lo dispuesto en los dos artículos siguientes

contratos de canje de acciones firmados con una institución financiera para aumentar la participación en Enel Américas hasta un máximo del 5%.

## 6.1 Adquisición de Parques Eólicos Gestinver

El 3 de abril de 2018, Enel Green Power España ("EGPE") completó la adquisición del 100% de Parques Eólicos Gestinver SL, empresa propietaria de cinco parques eólicos con una potencia total de unos 132 MW.

La adquisición supuso un desembolso de 57 millones de euros.

La siguiente tabla muestra los valores razonables definitivos de los activos netos adquiridos:

### Determinación del fondo de comercio I

Millones de euroS	importes reconocidos A el 3 de abril, 2018
Propiedades, planta y equipo	139
Activos intangibles	34
Activos por impuestos diferidos	8
Deudores comerciales	5
Otros activos circulantes	2
Efectivo y equivalentes de efectivo	11
Préstamos	(116)
Pasivos por impuestos diferidos	(9)
Otros pasivos no corrientes	(11)
Provisiones para riesgos y gastos	(2)
Acreedores comerciales	(1)
Otros pasivos corrientes	(3)
<b>Activos netos adquiridos</b>	<b>57</b>
<b>Coste de la adquisición</b>	<b>57</b>
<i>(de los cuales se pagan en efectivo)</i>	<i>57</i>
Fondo de comercio	-

## 6.2. Adquisición de Enel Distribuição São Paulo (antes Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA)

El 4 de junio de 2018, Enel, actuando a través de Enel Brasil Investimentos Sudeste ("Enel Sudeste"), adquirió el control de la empresa distribuidora brasileña Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA, que tras la adquisición pasó a denominarse Enel Distribuição São Paulo.

La adquisición del control se produjo tras una oferta pública de adquisición lanzada el 17 de abril a un precio de 45,22 reales brasileños por acción. Al 4 de junio de 2018, los accionistas de dicha sociedad habían ofrecido el 73,38% del capital social. El 7 de junio de 2018 se transfirieron las acciones.

De acuerdo con las reglas de la bolsa brasileña, los accionistas de Enel Distribuição São Paulo también podrían aceptar la oferta en los siguientes 30 días (hasta el 4 de julio de 2018). Durante ese período, Enel Sudeste adquirió 33.359.292 acciones adicionales de Enel Distribuição São Paulo, equivalentes al 19,9% del capital social. La participación global adquirida por Enel Sudeste se eleva, por tanto, al 93,31% de Enel Distribuição São Paulo, que se eleva al 95,05%, dado que Enel Distribuição São Paulo posee 3.058.154 acciones en autocartera. Enel Distribuição São Paulo se consolidó en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 en un 95,88%, ya que el resultado final de la licitación se conoció a esa fecha.

El coste total de la adquisición de 1.541 millones de euros se pagó íntegramente en efectivo.

Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad ha completado la asignación del precio de adquisición, determinando definitivamente el valor razonable de los activos adquiridos y de los pasivos asumidos.

Los principales ajustes respecto al valor en libros son atribuibles fundamentalmente al reconocimiento de los activos intangibles (en particular los relativos a los derechos preferentes) y a los correspondientes efectos fiscales.

Dadas las características del régimen concesional en el que opera, la actividad de distribución desarrollada por la sociedad entra dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12.

#### Determinación del fondo de comercio

Millones de euros	
<b>Activos netos adquiridos antes de su asignación: (1):</b>	<b>343</b>
Ajustes de la asignación del precio de compra	
- bienes intangibles	1,443
- pasivos por impuestos diferidos	(490)
- pasivos por riesgos y gastos	(252)
- otros ajustes	71
- participaciones no dominantes	(40)
<b>Activos netos adquiridos después de la asignación</b>	<b>1,075</b>
<b>Coste de la adquisición</b>	<b>1,541</b>
Fondo de comercio	466

(1) Activos netos en proporción a la participación de Enel del 95,88%.

En particular, en el proceso de asignación del precio de compra, y más concretamente en la identificación y valoración de los activos adquiridos, se han tenido en cuenta los derechos actuales de concesión para la distribución de energía eléctrica, así como su renovación por un nuevo período de concesión, aplicando los supuestos previstos en la NIC 38 (reconocimiento de un activo intangible adquirido como parte de una combinación de negocios). La amortización de ese activo intangible no comenzará hasta el inicio del período de concesión al que se refiere.

En consecuencia, la situación contable a la fecha de adquisición después de la asignación final del precio es la siguiente:

Millions de euros	Valor en libros antes del 7 de junio	Ajustes por asignacion	valor el libros la 7 de Junio del 2018
	2018		
Propiedad, planta y equipo	14	-	14
Inversiones inmobiliarias	10	-	10
Activos intangibles	968	1,443	2,411
Activos por impuestos diferidos	611	93	704
Otros activos no corrientes	932	-	932
Deudores comerciales	828	-	828
Inventarios	66	(5)	61
Otros activos circulantes	179	(10)	169
Efectivo y equivalentes de efectivo	226	-	226
Préstamos	(1,018)	(7)	(1,025)
Prestaciones a los empleados	(725)	-	(725)
Pasivos por impuestos diferidos	(165)	(490)	(655)
Otros pasivos no corrientes	(123)	-	(123)
Provisiones para riesgos y gastos	(522)	(252)	(774)
Acreedores comerciales	(377)	-	(377)
Otros pasivos corrientes	(544)	-	(544)
Participaciones no dominantes	(17)	(40)	(57)
<b>Activos netos adquiridos</b>	<b>343</b>	<b>732</b>	<b>1,075</b>

<b>Coste de la adquisición</b>	<b>1,541</b>	<b>-</b>	<b>1,541</b>
Fondo de comercio	1,198	(732)	466

Enel Distribuição São Paulo aportó € 2.076 millones en ingresos y € 117 millones en ingresos operativos a los resultados de 2018. La adquisición de Enel Distribuição São Paulo supuso una salida de caja de 1.541 millones de euros y la asunción de una deuda financiera neta de 731 millones de euros.

### Adquisición de la Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta

El 25 de julio de 2018, Endesa Red finalizó la adquisición del 94,6% de 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 adquisición supuso un desembolso de 83 millones de euros.

La siguiente tabla muestra los valores razonables definitivos de los activos netos adquiridos:

#### Determination of goodwill

Millones de euros	importes reconocidos
	Al 25 de julio, 2018
Propiedad, planta y equipo	65
Inversiones inmobiliarias	4
Activos intangibles	14
Deudores comerciales	3
Otros activos circulantes	2
Efectivo y equivalentes de efectivo	2
Parte corriente de los créditos financieros a largo plazo	1
Pasivos por impuestos diferidos	(5)
Otros pasivos no corrientes	(15)
Otras prestaciones a los empleados	(1)

Acreedores comerciales	(2)
Otros pasivos corrientes	(3)

Millones de euros	EPM Eólica Dolores	Energía limpia Puerto Libertad	Minor EGPE
<b>Activos netos adquiridos</b>	-	-	<b>5</b>
<b>Coste de la adquisición</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>5</b>
<i>(de los cuales se pagan en efectivo)</i>	4	7	5
Fondo de comercio	5	7	-
Participaciones no dominantes			(2)
<b>Activos netos adquiridos</b>			<b>63</b>
<b>Coste de la adquisición</b>			<b>84</b>
<i>de los cuales se pagan en efectivo)</i>			83
Fondo de comercio			21

La Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA aportó 17 millones de euros en ingresos y 1 millón de euros en ingresos de explotación a los resultados de 2018. La adquisición supuso una salida de caja de 83 millones de euros, mientras que en el momento de la adquisición la empresa disponía de activos líquidos y cuentas financieras por cobrar de 3 millones de euros.

#### 6.4. Otras adquisiciones menores

##### Determinación del fondo de comercio

Para el resto de adquisiciones menores, el Grupo identificará el valor razonable de los activos adquiridos y de los pasivos asumidos dentro de los 12 meses siguientes a la fecha de adquisición.

#### 6.5 Enajenación de la participación en ocho sociedades de propósito especial propietarias de plantas de generación renovable en México

El 28 de septiembre de 2018, actuando a través de su subsidiaria Enel Green Power SpA ("EGP"), Enel finalizó la enajenación del 80% de ocho vehículos de propósito especial ("SPVs") que poseen plantas en operación y en construcción en México con una capacidad total de 1.8 GW.

El Grupo sigue siendo propietario del 20% del capital de las SPVs y EGP SpA continuará operando las plantas propiedad de las compañías de vehículos.

La venta supuso un precio total de 329 millones de euros, que neto de costes de transacción de 13 millones de euros produjo un valor de transacción de 316 millones de euros.

El beneficio de la enajenación ascendió a 150 millones de euros. Además, de acuerdo con las disposiciones de las normas contables pertinentes, se revalorizó el valor razonable de la participación no dominante retenida, con una ganancia de 40 millones de euros.

Millones de euros	
Valor de la transacción	329
Activos netos vendidos	(168)
Costos de transacción	(13)
Reversión de la reserva OCI	2
<b>Ganancia de capital</b>	<b>150</b>
Nueva medición al valor razonable de la participación no controladora retenida	40
<b>Impacto total en el resultado del ejercicio</b>	<b>190</b>

## 6.6 Reorganización empresarial en Chile - Operación "Elqui"

Como parte del plan estratégico de simplificación del Grupo, durante el primer semestre de 2018 se inició la reorganización de las inversiones de capital con el objetivo de reducir el número de empresas operativas en América del Sur,

Para ello, el 26 de marzo, Enel completó con éxito la oferta pública de adquisición lanzada por Enel Chile sobre la totalidad de las acciones de la filial Enel Generación Chile en manos de los accionistas minoritarios de esta última, con la que Enel Chile adquirió alrededor del 33,6% del capital de Enel Generación Chile, elevando así su participación en dicha empresa al 93,55%.

La transacción finalizó el 2 de abril de 2018, con un precio liquidado del 60% en efectivo y del 40% en acciones de Enel Chile.

En la misma fecha, se llevó a cabo la fusión de la empresa de energías renovables Enel Green Power Latin America SA en Enel Chile y una ampliación de capital en esta última para atender la fusión. También en la misma fecha, los accionistas de Enel Chile que ejercieron su derecho de retiro como resultado de dicha fusión recibieron el pago del valor de sus acciones. A nivel del Grupo Enel, el efecto combinado de las dos operaciones ha supuesto un aumento del 1,31% de la participación del Grupo en Enel Chile, que ha pasado del 60,62% al 61,93%.

Dado que la operación es una transacción de participaciones no dominantes y no entra dentro del ámbito de aplicación de la NIIF 3, la transacción ha supuesto una reducción de las participaciones no dominantes, con un impacto negativo en la reserva de participaciones no dominantes de 506 millones de euros frente a un desembolso total de 1.406 millones de euros.

## **7. Información por segmentos**

La representación de la evolución y de la situación financiera por áreas de negocio que aquí se presenta se basa en el enfoque utilizado por la Dirección en el seguimiento de la evolución del Grupo en los dos períodos que se comparan.

Para más información sobre el desempeño y la evolución financiera durante el año, véase la sección dedicada al tema en el informe sobre operaciones.

### **Información por segmentos para 2018 y 2017**

## Resultados para 2018 (1)

Millones de euros	Italia	Iberia	sudamerica	Asuntos Europeos y Euro-Mediterráneos	América del Norte y Central	África, Asia y Oceanía	Otros, eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos de terceros	37,411	19,413	14,887	2,349	1,438	100	274	75,872
Ingresos por operaciones con otros segmentos	987	79	55	12	-	1	(1,134)	-
<b>Total de ingresos</b>	<b>38,398</b>	<b>19,492</b>	<b>14,742</b>	<b>2,361</b>	<b>1,438</b>	<b>101</b>	<b>(860)</b>	<b>75,672</b>
Costes totales	31,504	15,998	10,374	1,844	738	47	(701)	59,804
Ingresos/(gastos) netos de los contratos de materias primas valorados a valor razonable	410	64	2	(1)	8	-	-	483
Depreciación y amortización	1,767	1,684	1,261	193	245	40	24	5,214
Pérdidas por deterioro del valor	1,058	401	134	51	9	4	-	1,657
Reversión de pérdidas por deterioro de valor	(19)	(251)	(1)	(148)	-	-	(1)	(420)
<b>Utilidad de operación</b>	<b>4,498</b>	<b>1,724</b>	<b>2,976</b>	<b>420</b>	<b>454</b>	<b>10</b>	<b>(182)</b>	<b>9,900</b>
<b>Gastos de capital</b>	<b>2,479 (2)</b>	<b>1,433</b>	<b>2,246</b>	<b>390</b>	<b>1,373(3)</b>	<b>142</b>	<b>89</b>	<b>8,152</b>

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

(2) No incluye 3 millones de euros para las participaciones clasificadas como "mantenidas para la venta".

(3) No incluye 375 millones de euros para las participaciones clasificadas como "mantenidas para la venta".

## Resultados para 2017 (1)

Millones de euros	Italia	Iberia	sudamerica	Asuntos Europeos y Euro-Mediterráneos	América del Norte y Central	África, Asia y Oceanía	Otros, eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos de terceros	37,900	19,940	13,126	2,374	1,185	96	18	74,639
Ingresos por operaciones con otros segmentos	881	54	28	37	2	-	(1,002)	-
<b>Total de ingresos</b>	<b>38,781</b>	<b>19,994</b>	<b>13,154</b>	<b>2,411</b>	<b>1,187</b>	<b>96</b>	<b>(984)</b>	<b>74,639</b>
costes totales	32,455	16,434	8,976	1,868	430	39	(638)	59,564
Ingresos/(gastos) netos de los contratos de productos básicos medidos	537	13	26	-	2	-	-	578
Depreciación y amortización	1,769	1,562	1,149	189	202	40	20	4,931
Pérdidas por deterioro del valor	628	461	134	83	4	2	1	1,311
Reversión de pérdidas por deterioro de valor	(2)	(292)	(49)	(35)	-	-	(3)	(381)
<b>Utilidad de operación</b>	<b>4,470</b>	<b>1,842</b>	<b>2,970</b>	<b>306</b>	<b>553</b>	<b>15</b>	<b>(364)</b>	<b>9,792</b>
<b>Gastos de capital</b>	<b>1,812</b>	<b>1,105</b>	<b>3,002</b>	<b>307(2)</b>	<b>1,802(3)</b>	<b>30</b>	<b>72</b>	<b>8,130</b>

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

(2) No incluye 44 millones de euros para las participaciones clasificadas como "mantenidas para la venta".

(3) No incluye 325 millones de euros para las participaciones clasificadas como "mantenidas para la venta".

## Situación financiera por segmentos

Al 31 de diciembre de 2018

Millones de euros	Italia	Iberia	sudam erica	Asuntos Europeos y Euro- Mediterráneos	América del Norte y Central	África, Asia y Oceanía	Otros, eliminaciones y ajustes	Total
Propiedad, planta y equipo	26,295	23,750	17,387	3,218	5,745	784	64	77,243
Activos intangibles	1,822	15,857	13,932	781	750	106	67	33,315
Activos por contratos a largo y corto plazo	115	12	337	-	24	-	(7)	481
Deudores comerciales	7,885	2,162	3,766	379	276	33	(890)	13,611
Otros	2,864	1,784	1,387	165	324	35	(201)	6,358
<b>Activos de explotación</b>	<b>38,981<sup>(1)</sup></b>	<b>43,565</b>	<b>36,809<sup>(2)</sup></b>	<b>4,543</b>	<b>7,119</b>	<b>958</b>	<b>(967)</b>	<b>131,008</b>
Acreeedores comerciales	7,385	2,656	3,074	391	802	90	(1,011)	13,389
Pasivos por contratos a largo y corto plazo	4,204	2,797	12	405	4	-	(21)	7,401
Provisiones diversas	2,504	3,537	2,956	90	56	22	516	9,681
Otros	5,550	2,576	2,887	236	915	84	704	12,934
<b>Pasivo de explotación</b>	<b>19,643</b>	<b>11,570</b>	<b>8,909<sup>(3)</sup></b>	<b>1,122</b>	<b>1,777</b>	<b>196</b>	<b>188</b>	<b>43,405</b>

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

(2) De los cuales 663 millones de euros corresponden a participaciones clasificadas como "mantenidas para la venta".

(3) De los cuales 22 millones de euros corresponden a participaciones clasificadas como "mantenidas para la venta".

Al 31 de diciembre de 2018

millones de euros	Italia	Iberia	sudam erica	Asuntos Europeos y Euro- Mediterráneos	América del Norte y Central	África, Asia y Oceanía	Otros, eliminaciones y ajustes	Total
Propiedad planta y equipo	25,935	23,783	17,064	3,052	5,800	749	54	76,437
Activos intangibles	1,358	15,662	11,857	731	838	115	34	30,595
Deudores comerciales	10,073	2,340	2,432	337	193	29	(856)	14,548
Otros	3,033	1,697	954	194	377	10	(308)	5,957
<b>Activos de explotación</b>	<b>40,399<sup>(1)</sup></b>	<b>43,482</b>	<b>32,307</b>	<b>4,314<sup>(2)</sup></b>	<b>7,208<sup>(3)</sup></b>	<b>903</b>	<b>(1,076)</b>	<b>127,537</b>
Acreeedores comerciales	6,847	2,738	2,790	426	782	60	(837)	12,806
Provisiones diversas	2,843	3,592	1,325	101	29	20	527	8,437
Otros	7,170	3,225	2,451	297	254	74	(244)	13,227
<b>Pasivo de explotación</b>	<b>16,860</b>	<b>9,555</b>	<b>6,566</b>	<b>824<sup>(4)</sup></b>	<b>1,065<sup>(5)</sup></b>	<b>154</b>	<b>(554)</b>	<b>34,470</b>

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

(2) De los cuales 141 millones de euros corresponden a participaciones clasificadas como "mantenidas para la venta".

(3) De los cuales 1.675 millones de euros corresponden a participaciones clasificadas como "mantenidas para la venta".

(4) De los cuales 74 millones de euros corresponden a participaciones clasificadas como "mantenidas para la venta".

(5) De los cuales 145 millones de euros corresponden a participaciones clasificadas como "mantenidas para la venta".

La siguiente tabla concilia los activos y pasivos del segmento y las cifras consolidadas.

Millones de euros

	al 31 de diciembre de 2018	al 31 de diciembre de 2017
<b>Activos totales</b>	<b>165,424</b>	<b>155,641</b>
Inversiones de capital contabilizadas por el método de la participación	2,099	1,598
Otros activos financieros no corrientes	5,769	4,002
Administraciones públicas deudoras a largo plazo incluidas en "Otros activos no corrientes".	231	260
Activos financieros corrientes	5,160	4,614
Derivados	4,919	3,011
Efectivo y equivalentes de efectivo	6,630	7,021
Activos por impuestos diferidos	8,305	6,354
Créditos fiscales	1,282	1,094
Activos financieros y fiscales de "Activos mantenidos para la venta"	21	150
<b>Activos del sector</b>	<b>131,008</b>	<b>127,537</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>117,572</b>	<b>103,480</b>
Préstamos a largo plazo	48,983	42,439
Préstamos a corto plazo	3,616	1,894
Porción circulante de los empréstitos a largo plazo	3,367	7,000
Pasivos financieros corrientes	788	954
Derivados	6,952	5,258
Pasivos por impuestos diferidos	8,650	8,348
Impuesto sobre la renta por pagar	333	284
Otras deudas fiscales	1,093	1,323
Pasivos financieros y fiscales incluidos en los pasivos de "Pasivos mantenidos para la venta".	385	1,510
<b>Pasivos del segmento</b>	<b>43,405</b>	<b>34,470</b>

## Ingresos

### 8.a Ingresos por ventas y servicios - 73.134 millones de euros

Millones de euro

	2018	2017	Cambio	
Venta de electricidad	43,110	43,433	(323)	-0.7%
Transporte de electricidad	10,101	9,973	128	1.3%
Tasas de los operadores de red	1,012	900	112	12.4%
Transferencias de los operadores institucionales del mercado	1,711	1,635	76	4.6%
Venta de gas	4,401	3,964	437	11.0%
Transporte de gas	576	570	6	1.1%
Venta de combustible	8,556	8,340	216	2.6%
Tarifas de conexión a las redes de gas y electricidad	714	800	(86)	-10.8%
Contratos de construcción	735	674	61	9.1%
Venta de certificados ambientales	497	566	(69)	-12.2%
Venta de servicios de valor añadido	390	42	348	-
Otras ventas y servicios	1,331	1,767	(436)	-24.7%
<b>Total</b>	<b>73,134</b>	<b>72,664</b>	<b>470</b>	<b>0.6%</b>

En 2018, los ingresos por la "venta de electricidad" ascendieron a 43.110 millones de euros (43.433 millones de euros en 2017), incluyendo 32.497 millones de euros en ingresos procedentes de la venta de electricidad a los usuarios finales (31.419 millones de euros en 2017), 8.276 millones de euros en ingresos procedentes de la venta al por mayor de electricidad (8.819 millones de euros en 2017) y 2.337 millones de euros en ingresos procedentes del comercio de electricidad (3.195 millones de euros en 2017). La reducción de los ingresos por venta de electricidad (323 millones de euros) es atribuible a:

- > la reducción de los ingresos procedentes del comercio (858 millones de euros), debida esencialmente a la contracción de los volúmenes comercializados por Enel Global Trading;
- > la disminución de los ingresos por ventas mayoristas de electricidad (543 millones de euros), debido principalmente a la reducción de los volúmenes vendidos por Enel Global Trading y Enel Produzione, que fue parcialmente compensada por el aumento de las ventas de energía de Enel Green Power SpA y Enel Américas;
- > el aumento de los ingresos por venta de electricidad a usuarios finales (1.078 millones de euros), relacionado sobre todo con el aumento de los ingresos por venta de electricidad en el mercado regulado (931 millones de euros), principalmente por parte de Enel Américas, debido al cambio en el perímetro de consolidación tras la adquisición de Enel Distribuição São Paulo, así como el aumento de los ingresos por venta de electricidad en el mercado libre (166 millones de euros), debido principalmente a un aumento de las ventas en Italia, Rumanía y América del Sur, compensado en parte por la reducción de las ventas de electricidad en la Península Ibérica.

Los ingresos del "transporte de electricidad" ascendieron a 10.101 millones de euros en 2018, lo que supone un aumento de 128 millones de euros. Esto incluye los ingresos por el transporte de electricidad a los usuarios finales en el mercado regulado por un importe de 2.955 millones de euros (3.042 millones de euros en 2017) y en el mercado libre por un importe de 2.280 millones de euros (2.132 millones de euros en 2017), así como los ingresos por el transporte de electricidad a otros operadores por un importe de 4.866 millones de euros (4.799 millones de euros en 2017). Este aumento es atribuible principalmente a Enel Américas, tras la adquisición de Enel Distribuição São Paulo, a Enel Energia en relación con el aumento de los volúmenes vendidos, y a la e-distribución en relación con las tarifas y los mecanismos de igualación. Estos efectos se vieron parcialmente compensados por la disminución en Italia debido a los menores ingresos procedentes del transporte en el mercado regulado, en consonancia con la reducción de las cantidades vendidas y del número de clientes atendidos.

Los ingresos relacionados con los "cánones de los operadores de redes" ascendieron a 1.012 millones de euros, lo que supone un aumento de 112 millones de euros con respecto al año anterior. El aumento se debe principalmente al aumento de las tasas por la remuneración de las plantas de generación en Italia que entran en el ámbito de las plantas esenciales para el sistema eléctrico con el fin de garantizar unos niveles adecuados de seguridad en las operaciones.

En 2018, los ingresos relacionados con las "transferencias de los operadores del mercado institucional" ascendieron a 1.711 millones de euros, lo que supone un aumento de 76 millones de euros con respecto al año anterior. Este incremento se refiere fundamentalmente a las empresas españolas, por importe de 104 millones de euros, en relación con las mayores comisiones percibidas por los costes incurridos para asegurar la generación de electricidad en el área extrapeninsular. Este efecto fue parcialmente compensado por la reducción de ingresos por subvenciones recibidas para la generación de energía renovable, por parte de Enel Green Power SpA por importe de 25 millones de euros, debido a la expiración de los incentivos para determinadas centrales geotérmicas e hidroeléctricas.

Los ingresos por la "venta de gas" en 2018, que ascendieron a 4.401 millones de euros (3.964 millones de euros en 2017), aumentaron en 437 millones de euros con respecto al año anterior. Este incremento se ha visto afectado fundamentalmente por los mayores ingresos en Iberia (296 millones de euros), Italia (43 millones de euros) y América del Sur (76 millones de euros), debido al aumento de las cantidades vendidas en un contexto de aumento de los precios medios en comparación con el año anterior.

Los ingresos por "venta de combustible" ascendieron a 8.556 millones de euros, lo que supone un incremento de 216 millones de euros relacionados principalmente con la venta de gas. En 2018, esto incluye la venta de gas natural, por un importe de 8.509 millones de euros (8.291 millones de euros en 2017), y 47 millones de euros para la venta de otros combustibles (49 millones de euros en 2017). El aumento se refiere principalmente a las ventas de gas natural de Enel Global Trading.

"Las tarifas de conexión a las redes de electricidad y gas" ascendieron a 714 millones de euros, lo que supone una disminución de 86 millones de euros en comparación con el año anterior. Esta reducción se refiere principalmente al Grupo Endesa (112 millones de euros), Servizio Elettrico Nazionale (107 millones de euros) y Enel Energia (104 millones de euros), y fue parcialmente compensada por un aumento de los ingresos de e-distribuzione (278 millones de euros). La disminución de este epígrafe se debe principalmente a la aplicación de la NIIF 15, que, para las empresas que venden electricidad, ha supuesto el reconocimiento de sólo las comisiones correspondientes al vendedor, asignando la clasificación de "agente" al vendedor por la parte de las comisiones correspondientes al distribuidor. En cambio, para las empresas distribuidoras de energía eléctrica, esto ha supuesto el reconocimiento, a partir del 1 de enero, de la reclasificación retroactiva de las cuotas de conexión y el reconocimiento de un pasivo derivado de los contratos con clientes y su correspondiente asiento en el patrimonio neto, y en 2018 se ha reconocido la aplicación a resultados de la parte de dicho pasivo correspondiente al período por las cuotas sujetas a reclasificación y correspondientes a las nuevas conexiones "en el tiempo" realizadas en 2018.

Los ingresos por "contratos de construcción" ascendieron a 735 millones de euros, lo que supone un incremento de 61 millones de euros, especialmente en América del Sur.

Los ingresos por la "venta de certificados medioambientales" ascendieron a 497 millones de euros, lo que supone un descenso de 69 millones de euros, principalmente en Italia.

Los ingresos por la "venta de servicios de valor añadido" ascendieron a 390 millones de euros, lo que supone un incremento de 348 millones de euros, atribuible principalmente a Enel X North America en relación con los servicios de valor añadido, principalmente servicios de respuesta a la demanda. Enel X North America presta estos servicios como agregador de consumidores comerciales e industriales que acuerdan equilibrar su consumo en función de las necesidades de la red, renunciando a su consumo en los momentos de máxima demanda a cambio de una remuneración definida contractualmente.

Los ingresos por "otras ventas y servicios" ascendieron a 1.331 millones de euros, lo que supone un descenso de 436 millones de euros. Esta variación se debe principalmente a la reducción de otras ventas y servicios, compensada en parte por el aumento de los ingresos de las plantas arrendadas conectadas al negocio eléctrico en América del Sur y de las asociaciones fiscales reconocidas en el ejercicio anterior (352 millones de euros). Como consecuencia de importantes cambios contractuales, las sociedades fiscales relacionadas con nuevos proyectos se registran ahora en el epígrafe "Otros ingresos" (véase la nota 8.b).

El importe neto de la cifra de negocios (ingresos) del ejercicio 2018, que asciende a 73.134 millones de euros, corresponde casi en su totalidad a los ingresos procedentes de contratos con clientes, tal y como se definen en la NIIF 15, y la obligación de rendimiento asociada se satisface principalmente a lo largo del tiempo.

La siguiente tabla muestra un desglose de los ingresos puntuales y extraordinarios para el año en curso.

	Italia		Iberia		Sudamérica		Asuntos Europeos y Euro-		América del Norte y Central		África, Asia y		Otros, eliminaciones y ajustes		momento
	Con el tiempo	Momento	Con el tiempo	Momento	Con el tiempo	Momento	Con el tiempo	Momento	Con el tiempo	Momento	Con el tiempo	Momento	Con el tiempo	Momento	
<b>Revenue</b>	<b>35,153</b>	<b>82818,228</b>	<b>1,037</b>	<b>14,140</b>	<b>298</b>	<b>1,247</b>	<b>1,030</b>	<b>651</b>	<b>396</b>	<b>14</b>	<b>81</b>	<b>25</b>	<b>6 69,458</b>	<b>3,676</b>	

El siguiente cuadro muestra el desglose de los ingresos por ventas y servicios por áreas geográficas.

Millones de euros	2018	2017
Italia	27,492	27,935
<b>Europa</b>		
Iberia	18,368	19,032
Francia	1,006	1,333
Suiza	1,039	135
Alemania	2,297	2,244
Austria	155	290
Slovenia	27	39
Slovakia	-	54
Romania	1,214	1,067
Grecia	62	58
Bulgaria	9	9
Bélgica	320	46
República Checa	113	-
Hungría	399	472
Rusia	989	1,128
de los Países Bajos	2,139	4,063
Reino Unido	1,685	648
Otros países europeos	113	82
<b>América</b>		
Estados Unidos	466	693
Canada	23	-
Mexico	520	359
Brazil	6,518	4,687
Chile	3,169	3,473
Peru	1,275	1,167
Colombia	2,242	2,103
Argentina	1,265	1,364
Otros países de América del Sur	14	14
<b>Otros</b>		
África	82	79
Asia	133	90
<b>Total</b>	<b>73,134</b>	<b>72,664</b>

## 8.b Otros ingresos e ingresos - 2.538 millones de euros

Millones de euros

	2018	2017	Cambio	
Subvenciones operativas	20	40	(20)	-50.0%
Subvenciones para certificados medioambientales	664	878	(214)	-24.4%
Subvenciones de capital (negocio de electricidad y gas)	22	21	1	4.8%
Reembolsos diversos	353	361	(8)	-2.2%
Beneficios por enajenación de dependientes, empresas asociadas, negocios conjuntos, operaciones conjuntas y activos no corrientes mantenidos para la venta	287	159	128	80.5%
Beneficios por enajenación de inmovilizado material e inmaterial	61	43	18	41.9%
Bonos de continuidad de servicio	44	66	(22)	-33.3%
Otros ingresos	1,087	407	680	-
<b>Total</b>	<b>2,538</b>	<b>1,975</b>	<b>563</b>	<b>28.5%</b>

"Las subvenciones para certificados medioambientales" ascendieron a 664 millones de euros, lo que supone una disminución de 214 millones de euros en comparación con el año anterior debido esencialmente a la reducción de las subvenciones para certificados de eficiencia energética, por un importe de 197 millones de euros, y a una reducción de las subvenciones para certificados verdes por un importe de 17 millones de euros.

Los "reembolsos varios" ascendieron a 353 millones de euros y corresponden a reembolsos de clientes y proveedores por un total de 238 millones de euros (165 millones de euros en 2017) y a indemnizaciones de seguros por un importe de 115 millones de euros (196 millones de euros en 2017).

La partida correspondiente al resultado por enajenación de sociedades asciende a 287 millones de euros en 2018, lo que supone un incremento de 128 millones de euros en comparación con 2017, e incluye principalmente:

- > la plusvalía por la venta, con pérdida de control, de ocho sociedades de proyectos en México a finales de septiembre de 2018 y la correspondiente revalorización del valor razonable del 20% de la participación retenida en las sociedades vendidas (190 millones de euros);
- > el beneficio de la venta de EF Solare Italia SpA (65 millones de euros);
- > el resultado de la venta de varias empresas de la línea de negocio Enel Green Power en Uruguay (18 millones de euros).

En 2017, por el contrario, este epígrafe incluía principalmente el beneficio de 143 millones de euros derivado de la venta de la inversión en la empresa chilena Electrogas.

"Los resultados por enajenación de inmovilizado material e inmaterial en 2018 ascienden a 61 millones de euros (43 millones de euros en 2017) y corresponden a las enajenaciones ordinarias del periodo.

Los "Otros ingresos" ascendieron a 1.087 millones de euros (407 millones de euros en 2017), lo que supone un aumento de 680 millones de euros con respecto al año anterior. Este aumento es atribuible principalmente a:

- > el aumento de otros ingresos relacionados con el negocio eléctrico por el reconocimiento de plusvalías en el importe de 146 millones de euros relativos al reembolso por parte del Fondo de Energía y Servicios Medioambientales (CSEA) de las tasas de sistema pagadas y no cobradas de conformidad con la Resolución nº 50/2018/R/eel de la Autoridad Reguladora de Energía, Redes y Medio Ambiente (ARERA);
- > el aumento de las plusvalías por el reconocimiento de 128 millones de euros relacionados con el acuerdo alcanzado por e-distribuzione con F2i y 2i Rete Gas para la liquidación anticipada a tanto alzado relacionada con la venta de la participación en Enel Rete Gas;
- > los ingresos procedentes de las asociaciones fiscales reconocidas en los nuevos proyectos finalizados en 2018 (361 millones de euros), que anteriormente se clasificaban como ingresos procedentes de "otras ventas y servicios", como consecuencia de los cambios en el modelo de negocio, lo que dio lugar a la modificación del

lenguaje contractual.

En el siguiente cuadro se muestra el desglose de los ingresos totales y otros ingresos por áreas de negocio según el enfoque utilizado por la Dirección para el seguimiento de la evolución del Grupo en los dos ejercicios comparados.

		2018							
	Italia	Iberia	Sudamérica	Asuntos Europeos y Euro-Mediterráneos	América del Norte y Central	Africa, Asia y Oceanía	Otros, eliminaciones y		
Ingresos por ventas y servicios	35,981	19,265	14,438	2,277	1,047	95	31	73,134	
Otros ingresos e ingresos	1,430	148	249	72	391	5	243	2,538	
<b>Total de ingresos</b>	<b>37,411</b>	<b>19,413</b>	<b>14,687</b>	<b>2,349</b>	<b>1,438</b>	<b>100</b>	<b>274</b>	<b>75,672</b>	

  

		2017							
	Italia	Iberia	Sudamérica	Asuntos Europeos y Euro-Mediterráneos	América del Norte y Central	Africa, Asia y Oceanía	Otros, eliminaciones y		
Ingresos por ventas y servicios	36,663	19,825	12,766	2,264	1,044	93	9	72,664	
Otros ingresos e ingresos	1,237	115	360	110	141	3	9	1,975	
<b>Total revenue</b>	<b>37,900</b>	<b>19,940</b>	<b>13,126</b>	<b>2,374</b>	<b>1,185</b>	<b>96</b>	<b>18</b>	<b>74,639</b>	

## Costos

### 9.a Compra de electricidad, gas y combustible – 35,728 millones de euros

Millones de euros		2018	2017	cambio	
Electricidad		19,584	20,011	(427)	-2.1%
Gas		12,944	12,654	290	2.3%
Combustible nuclear		118	137	(19)	-13.9%
Otros combustibles		3,082	3,237	(155)	-4.8%
<b>Total</b>		<b>35,728</b>	<b>36,039</b>	<b>(311)</b>	<b>-0.9%</b>

Las compras de "electricidad" ascendieron a 19.584 millones de euros en 2018, disminuyendo en 427 millones de euros en comparación con 2017 (20.011 millones de euros). Estos costes incluyen las compras realizadas mediante acuerdos bilaterales en mercados nacionales e internacionales por importe de 12.337 millones de euros (12.573 millones de euros en 2017), las compras de electricidad en las bolsas de electricidad por importe de 7.083 millones de euros (7.168 millones de euros en 2017) y otras compras realizadas en los mercados locales e internacionales por importe de 164 millones de euros (270 millones de euros en 2017).

La reducción de costes es atribuible a la reducción de las compras realizadas a través de acuerdos bilaterales (236 millones de euros), principalmente por la reducción de los volúmenes negociados por Enel Global Trading, asociada a una reducción de las compras tanto en otros mercados locales como en el exterior por importe de 106 millones de euros y en las bolsas de electricidad por importe de 85 millones de euros. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el aumento de las compras de electricidad en América del Sur tras la consolidación de Enel Distribuição São Paulo.

Las compras de "gas" registraron un aumento de 290 millones de euros debido al aumento de los precios de los contratos a largo plazo y al contado contraídos por las empresas italianas.

Las compras de "otros combustibles" disminuyeron en 155 millones de euros hasta los 3.082 millones de euros en 2018, debido principalmente a la disminución del volumen de producción de electricidad de Enel Produzione. Asimismo, a partir del 1 de enero de 2018, los resultados de los contratos de derivados de cobertura de flujos de efectivo establecidos para cubrir los precios de compra de carbón se reconocieron utilizando el método de ajuste de base, tal como lo requiere la "NIIF 9 - Instrumentos financieros". Como resultado, estos resultados (un positivo

43 millones de euros) no se han clasificado como ingresos/(gastos) netos procedentes de contratos de materias primas valorados a valor razonable, sino que se han reconocido en el epígrafe de compras de combustible, con un impacto en la variación de existencias.

## 9.b Servicios y otros materiales – 18,870 millones de euros

Millones de euros

	2018	2017	cambio	
Transmisión y transporte	9,754	9,840	(86)	-0.9%
Mantenimiento y reparaciones	1,013	1,128	(115)	-10.2%
Gastos de teléfono y correo	180	199	(19)	-9.5%
Servicios de comunicación	129	127	2	1.6%
servicios informáticos	773	627	146	23.3%
Arrendamientos y alquileres	589	525	64	12.2%
Otros servicios	4,057	3,656	401	11.0%
Otros materiales	2,375	1,880	495	26.3%
<b>Total</b>	<b>18,870</b>	<b>17,982</b>	<b>888</b>	<b>4.9%</b>

Los costes de servicios y otros materiales ascendieron a 18.870 millones de euros en 2018, lo que supone un aumento de 888 millones de euros respecto a 2017. La reducción de 86 millones de euros en costes de transmisión y transporte y de 115 millones de euros en mantenimiento y reparaciones se vio compensada, sobre todo, por el aumento significativo de los costes de otros servicios (401 millones de euros) y otros materiales (495 millones de euros).

El aumento de los costos de otros servicios se observó, en particular, en América del Sur y del Norte en relación con la consolidación de Enel Distribuição São Paulo en 2018 y de Enel X North America (antes EnerNOC) a partir del segundo semestre de 2017. Este incremento ha sido parcialmente compensado por la reducción de los costes relacionados con la adquisición de clientes por importe de 220 millones de euros, que se capitalizan de acuerdo con la nueva NIIF 15.

El aumento de los costes de otros materiales, por otra parte, se concentró en Italia y España para la compra de materiales y equipos para obras de infraestructura y redes, así como para el aumento de los costes de los certificados medioambientales (179 millones de euros) para la generación en Italia y para las empresas de venta en Rumanía.

Los costes de los servicios de TI también aumentaron en 146 millones de euros, principalmente en Italia y España, al igual que los costes de los arrendamientos y arrendamientos en relación con un aumento de los pagos por arrendamiento de centrales hidroeléctricas en España como consecuencia de un mayor uso de la producción hidroeléctrica (52 millones de euros)

## 9.c Personal – 4,581 millones de euros

Millones de euros

Sueldos y salarios	3,157	3,152	5	0.2%
Contribuciones a la seguridad social	894	895	(1)	-0.1%
Beneficios de compensación diferidos	103	104	(1)	-1.0%
Otras prestaciones post-empleo y a largo plazo	113	139	(26)	-18.7%
Incentivos de jubilación anticipada	138	76	62	81.6%
Otros gastos	176	138	38	27.5%
<b>Total</b>	<b>4,581</b>	<b>4,504</b>	<b>77</b>	<b>1.7%</b>

Los costes de personal ascendieron a 4.581 millones de euros en 2018, lo que supone un aumento de 77 millones de euros.

La plantilla del Grupo se ha incrementado en 6.372 personas a pesar del saldo negativo de altas y bajas (1.332 personas) por incentivos a la jubilación anticipada, como consecuencia de los cambios en el perímetro de consolidación (7.704 personas) fundamentalmente atribuibles a los mismos:

- > la adquisición de Enel Distribuição São Paulo en Brasil en junio;
- > la adquisición de la unidad de negocio YouSave en Italia en julio;
- > la adquisición de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta y Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución en España en agosto;
- > la venta de Enel Green Power Uruguay en diciembre.

El aumento de los sueldos y salarios refleja esencialmente el aumento de la plantilla media en 2018.

Los incentivos a la jubilación anticipada en 2018 ascendieron a 138 millones de euros, con un incremento de 62 millones de euros, principalmente en España (40 millones de euros), para el plan de incentivos "Plan de Salida", y en Italia para las extinciones de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley 92/2012 (la "Ley Fornero").

La siguiente tabla muestra el número medio de empleados por categoría, junto con una comparación con el año anterior, así como las cifras reales al 31 de diciembre de 2018.

Millones de euros

Personal directivo superior	1,343	1,308	3€	1,346
Gerentes intermedios	10,614	10,073	541	10,985
Personal de oficina	33,906	32,558	1,348	34,710
Blue collar	20,834	18,956	1,878	22,231
<b>Total</b>	<b>66,697</b>	<b>62,895</b>	<b>3,802</b>	<b>69,272</b>

(1) En el caso de las empresas consolidadas por integración proporcional, la plantilla corresponde a la parte porcentual de Enel en el total.

## 9.d Deterioro neto/(reversión) de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar – 1,096 millones de euros

Millones de euros

	2018	2017	variación
Deterioro del valor de los créditos comerciales	1,367	-	1,367 -
Deterioro del valor de otras cuentas por cobrar	1€	-	18 -
<b>Deterioro total del valor de las cuentas comerciales y otras cuentas a cobrar</b>	<b>1,385</b>	<b>-</b>	<b>1,385 -</b>
Reversión del deterioro de las cuentas comerciales a cobrar	(281)	-	(281) -
Reversión del deterioro de otras cuentas por cobrar	(8)	-	(8) -
<b>Reversiones totales del deterioro del valor de las cuentas de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar</b>	<b>(289)</b>	<b>-</b>	<b>(289) -</b>
<b>TOTAL DETERIORO/(REVERSIÓN) NETO SOBRE DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR</b>	<b>1,096</b>	<b>-</b>	<b>1,096 -</b>

El agregado, que asciende a 1.096 millones de euros, incluye las pérdidas por deterioro y las reversiones de las pérdidas por deterioro de las cuentas comerciales y otras cuentas a cobrar como consecuencia de las modificaciones de la NIC 1 como consecuencia de la aplicación de la NIIF 9. Las cifras comparativas del ejercicio 2017, registradas en el epígrafe "Amortizaciones y otros deterioros" por importe de 910 millones de euros, no han sido reclasificadas, ya que la NIIF 9 se ha aplicado de forma simplificada.

## 9.e Amortizaciones y otros deterioros - 5.355 millones de euros

Millones de euros

	2018	2017	variación
Propiedades, planta y equipo	4,132	4,119	13 0.3%
Inversiones inmobiliarias	7	7	- -
Activos intangibles	1,075	805	270 33.5%
Otras pérdidas por deterioro	272	1,311	(1,039) -79.3%
Otras reversiones de pérdidas por deterioro de valor	(131)	(381)	250 65.6%
<b>Total</b>	<b>5,355</b>	<b>5,861</b>	<b>(506) -8.6%</b>

Las amortizaciones y otras pérdidas por deterioro en 2018 disminuyeron en 506 millones de euros.

Este cambio refleja esencialmente modificaciones de la NIC 1 como consecuencia de la aplicación de la NIIF 9, según la cual las pérdidas por deterioro de valor de las cuentas a cobrar comerciales y otras cuentas a cobrar en 2018 se presentan como una partida separada. Las cifras comparativas para 2017, equivalentes a 910 millones de euros, no han sido reclasificadas, ya que la NIIF 9 se aplicó utilizando el enfoque simplificado previsto en dicha norma.

Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento de 270 millones de euros en la amortización debido a la adquisición de Enel Distribuição São Paulo (93 millones de euros) y a la aplicación, a partir de 2018, de la NIIF 15, lo que dio lugar a una reducción de los costes de agencia y televenta, ya que se capitalizan cuando suponen un aumento de la base de clientes (166 millones de euros).

El ligero incremento de las amortizaciones del inmovilizado material (13 millones de euros) se ha visto afectado por la disminución de las amortizaciones reconocidas por e-distribución (94 millones de euros) tras un estudio del comportamiento operativo de la planta de distribución, apoyado por asesores técnicos, tras el cual se consideró razonable prolongar la vida económico-técnica de determinados componentes de la planta de distribución en comparación con las previsiones realizadas en años anteriores.

Millones de euros

	2018	2017	cambio	
Propiedades, planta y equipo	235	65	170	-
- propiedad de inversión	3	10	(7)	-70.0%
bienes inmateriales	31	7	24	-
- fondo de comercio	3	-	3	-
cuentas por cobrar	-	1,204	(1,204)	-
- otros activos	-	25	(25)	-
<b>Total de pérdidas por deterioro</b>	<b>272</b>	<b>1,311</b>	<b>(1,039)</b>	<b>-79.3%</b>
<b>Reversiones de pérdidas por deterioro:</b>				
inmovilizado material	(86)	(53)	(33)	62.3%
- propiedad de inversión	-	-	-	-
- bienes intangibles	(45)	(9)	(36)	-
- cuentas por cobrar	-	(310)	310	-
- otros activos	-	(9)	9	-
<b>Total reversiones de pérdidas por deterioro de valor</b>	<b>(131)</b>	<b>(381)</b>	<b>250</b>	<b>65.6%</b>
<b>TOTAL DETERIORO Y REVERSIONES RELACIONADAS</b>	<b>141</b>	<b>930</b>	<b>(789)</b>	<b>-84.8%</b>

Las pérdidas por deterioro disminuyeron en 1.039 millones de euros con respecto al año anterior.

Destaca el mayor deterioro del inmovilizado material (194 millones de euros), especialmente por el deterioro de los activos de biomasa y solares en Italia (91 millones de euros), de los activos de Nuove Energie (24 millones de euros), de las centrales Augusta y Bastardo (23 millones de euros) y de la central de Alcúdia en España (82 millones de euros). Estos incrementos han sido parcialmente compensados por la reversión del deterioro de la UGE Hellas (117 millones de euros).

En 2017, este agregado incluía las pérdidas por deterioro de los activos geotérmicos de la empresa alemana Erdwärme (42 millones de euros), que se reconocieron como consecuencia de los infructuosos trabajos de exploración.

## 9.f Otros gastos de explotación - 2.889 millones de euros

Millones de euros

	2018	2017	variación	
Tasas del sistema - derechos de emisión	443	392	51	13.0%
Tasas por certificados de eficiencia energética	607	776	(169)	-21.8%
Gastos de compra de certificados verdes	41	35	6	17.1%
Pérdidas por enajenación o disposición por otra vía de inmovilizado material e inmaterial	61	105	(44)	-41.9%
impuestos y tasas	1,126	1,197	(71)	-5.9%
Otros	611	381	230	60.4%
<b>Total</b>	<b>2,889</b>	<b>2,886</b>	<b>3</b>	<b>0.1%</b>

Los demás gastos de explotación, que ascienden a 2.889 millones de euros, aumentaron en 3 millones de euros.

Esto se debió esencialmente a lo siguiente:

> en España, principalmente por el "bono social", por un importe de 229 millones de euros, ya que en 2017 se espera que el que condujo a la reversión de los costes incurridos para 2015, 2016 y 2017;

> un aumento de las indemnizaciones pagadas a clientes y proveedores por un importe de 22 millones de euros;

> menores costes de cumplimiento de la normativa medioambiental por un importe de 112 millones de euros, principalmente en Italia y España;

>una reducción de los impuestos y tasas por importe de 71 millones de euros, debida fundamentalmente a la reducción de los impuestos sobre la generación térmica en España (109 millones de euros), debido en parte al mayor uso de la generación hidráulica, que sólo fue compensada parcialmente por el aumento de los impuestos sobre bienes inmuebles por importe de 25 millones de euros, sobre todo en Italia;

>un descenso de 89 millones de euros en los costes relacionados con la mejora de la calidad del servicio, que disminuyeron principalmente en Argentina y sólo se vieron parcialmente compensados por las mayores multas reconocidas en relación con la distribución en Italia.

## 9.g Gastos capitalizados - 2.264 millones de euros

Millones de euros				
	2018	2017	Cambios	
Personal	(836)	(780)	(56)	-7.2%
Materiales	(852)	(618)	(234)	-37.9%
Otros	(576)	(449)	(127)	-28.3%
<b>Total</b>	<b>(2,264)</b>	<b>(1,847)</b>	<b>(417)</b>	<b>-22.6%</b>

Los costes capitalizados consisten en 836 millones de euros en costes de personal, 852 millones de euros en costes de materiales y 576 millones de euros en costes de servicios (frente a los 780 millones de euros, 618 millones de euros y 449 millones de euros, respectivamente, de 2017). Los costes capitalizados corresponden principalmente al desarrollo e implementación de grandes inversiones, principalmente en Enel Green Power y en el sector de la distribución.

## 10. Ingresos/(gastos) netos de contratos de materias primas valorados a valor razonable - 483 millones de euros

El beneficio neto de la gestión del riesgo de materias primas ascendió a 483 millones de euros en 2018 (frente a los 578 millones de euros de 2017), que puede desglosarse como sigue:

> beneficio neto de los derivados de cobertura de flujos de caja por importe de 25 millones de euros (beneficio neto de 246 millones de euros en 2017);

> un beneficio neto sobre derivados a valor razonable con cambios en resultados por valor de 458 millones de euros (beneficio neto de 332 millones de euros en 2017).

Para más información sobre derivados, véase la nota 46 "Derivados y contabilidad de coberturas".

Millones de euros				
	2018	2017	cambio	
- ingresos por derivados de cobertura de flujos de efectivo	93	284	(191)	-67.3%
- ingresos por derivados a valor razonable con cambios en resultados	3,813	1,288	2,525	-
<b>Total de ingresos</b>	<b>3,906</b>	<b>1,572</b>	<b>2,334</b>	-
<b>Gastos:</b>				
gasto en derivados de cobertura de flujos de efectivo	(68)	(38)	(30)	-78.9%
- gasto en derivados a valor razonable con cambios en resultados	(3,355)	(956)	(2,399)	-
<b>Total de gastos</b>	<b>(3,423)</b>	<b>(994)</b>	<b>(2,429)</b>	-
<b>INGRESOS/(GASTOS) NETOS DE LOS CONTRATOS DE MATERIAS PRIMAS VALORADOS A VALOR RAZONABLE</b>	<b>483</b>	<b>578</b>	<b>(95)</b>	<b>-16.4%</b>

## 11. Ingresos/(gastos) financieros netos por derivados - 461 millones de euros

Millones de euros

	2018	2017	cambio	
- ingresos por derivados de cobertura de flujos de efectivo	1,087	728	359	49.3%
ingresos por derivados a valor razonable con cambios en resultados	851	847	4	0.5%
- ingresos por derivados de coberturas de valor razonable	55	36	19	52.8%
<b>Total de ingresos</b>	<b>1,993</b>	<b>1,611</b>	<b>382</b>	<b>23.7%</b>
<b>Gastos:</b>				
- gasto en derivados de cobertura de flujos de efectivo	(376)	(2,171)	1,795	82.7%
- gasto en derivados a valor razonable con cambios en resultados	(1,124)	(552)	(572)	-
- gasto en derivados de cobertura de valor razonable	(32)	(43)	11	25.6%
<b>Total de gastos</b>	<b>(1,532)</b>	<b>(2,766)</b>	<b>1,234</b>	<b>44.6%</b>
<b>TOTAL INGRESOS/(GASTOS) FINANCIEROS DERIVADOS</b>	<b>461</b>	<b>(1,155)</b>	<b>1,616</b>	<b>-</b>

Los ingresos netos por derivados ascendieron a 461 millones de euros en 2018 (frente a un gasto neto de 1.155 millones de euros en 2017), que pueden desglosarse como sigue:

> beneficio neto de los derivados de cobertura de flujos de caja por importe de 711 millones de euros (frente a un gasto neto de 1.443 millones de euros en 2017);

>gasto neto en derivados a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias por importe de 273 millones de euros (beneficio neto de 1.030 millones de euros) 295 millones de euros en 2017);

>beneficio neto de los derivados de cobertura de valor razonable por importe de 23 millones de euros (gasto neto de 7 millones de euros en 2017).

Los saldos netos en 2018 de los derivados de cobertura y de negociación corresponden principalmente a la cobertura del riesgo de tipo de cambio. Para más información sobre derivados, véase la nota 46 "Derivados y contabilidad de coberturas".

## 12.Otros ingresos/(gastos) financieros netos - (2.509) millones de euros

Otros ingresos financieros

millones de euros	2018	2017	cambio	
<b>ingresos por intereses de activos financieros (corrientes y no corrientes):</b>				
ingresos por intereses al tipo de interés efectivo de los valores no corrientes y de los títulos de crédito	93	52	41	78.8%
- ingresos por intereses al tipo de interés efectivo de las inversiones financieras a corto plazo	163	132	31	23.5%
<b>Total de ingresos por intereses al tipo de interés efectivo</b>	<b>256</b>	<b>184</b>	<b>72</b>	<b>39.1%</b>
<b>Ingresos financieros en valores no corrientes a valor razonable con cambios en resultados o siniestro</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ganancias de cambio</b>	<b>910</b>	<b>1,852</b>	<b>(942)</b>	<b>-50.9%</b>
<b>ingresos procedentes de inversiones de capital</b>	<b>12</b>	<b>54</b>	<b>(42)</b>	<b>-77.8%</b>
<b>Otros ingresos</b>	<b>1,190</b>	<b>281</b>	<b>909</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL INGRESOS FINANCIEROS</b>	<b>2,368</b>	<b>2,371</b>	<b>(3)</b>	<b>-0.1%</b>

Los otros ingresos financieros ascendieron a 2.368 millones de euros, lo que supone un pequeño descenso de 3 millones de euros en comparación con el año anterior debido principalmente a:

> una disminución de las diferencias positivas de cambio por importe de 942 millones de euros, como

consecuencia, sobre todo, de la evolución de los tipos de cambio. Los tipos de cambio de la deuda financiera neta denominada en monedas distintas del euro. Este cambio es atribuible principalmente a Enel Finance International (-1.052 millones de euros) y Enel SpA (-209 millones de euros) y fue parcialmente compensado por el Grupo Enel Américas (+212 millones de euros) y Enel Green Power Brasil (+62 millones de euros);

> una disminución de 42 millones de euros en los ingresos procedentes de inversiones de capital, que en 2018 ascendieron a 12 millones de euros, debido fundamentalmente a la plusvalía, en 2017, por la venta de la inversión en la empresa indonesia Bayan Resources (52 millones de euros);

> un aumento de 909 millones de euros en otros ingresos, debido principalmente a:

- el reconocimiento de un ingreso financiero de 653 millones de euros para las sociedades argentinas tras la aplicación de la NIC 29 relativa a la contabilización de economías hiperinflacionarias, tal y como se explica con mayor detalle en la nota 2 de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2018;

- el ajuste del valor de las cuentas financieras a cobrar derivado de la venta de la participación del 50% en Slovak Power Holding como consecuencia de la actualización de la fórmula de precios incluida en los acuerdos con EPH, que ha supuesto un incremento de los ingresos financieros de 134 millones de euros;

- el reconocimiento por parte de Enel SpA de ingresos financieros por un importe de 54 millones de euros relacionados con el reembolso de los impuestos directos;

- un aumento de 38 millones de euros en los intereses de demora reconocidos, especialmente por e-distribuzione y el Grupo Enel Américas;

- un aumento de los intereses e ingresos devengados sobre los activos financieros en relación con el régimen de concesión de servicios públicos de las empresas brasileñas por un importe de 30 millones de euros.

> un aumento de 72 millones de euros en intereses y otros ingresos procedentes de activos financieros relacionados fundamentalmente con cuentas financieras a cobrar, especialmente para Enel Finance International y el Grupo Enel Américas.

Otros gastos financieros

Millones de euros	2018	2017	cambio	
<b>Gastos por intereses de la deuda financiera (corriente y no corriente):</b>				
los intereses de los préstamos bancarios	408	357	51	14.3%
- gastos de intereses sobre bonos	1,953	1,987	(34)	-1.7%
- gastos por intereses de otros préstamos	127	95	32	33.7%
<b>Total de gastos por intereses</b>	<b>2,488</b>	<b>2,439</b>	<b>49</b>	<b>2.0%</b>
<b>Pérdidas por cambio</b>	<b>1,378</b>	<b>820</b>	<b>558</b>	<b>68.0%</b>
<b>Acumulación de las prestaciones post-empleo y otras prestaciones a los empleados</b>	<b>107</b>	<b>72</b>	<b>35</b>	<b>48.6%</b>
<b>Acumulación de otras provisiones</b>	<b>169</b>	<b>190</b>	<b>(21)</b>	<b>-11.1%</b>
<b>Gastos de participaciones en el capital</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>
<b>Otros gastos</b>	<b>734</b>	<b>387</b>	<b>347</b>	<b>89.7%</b>
<b>TOTAL GASTOS FINANCIEROS</b>	<b>4,877</b>	<b>3,908</b>	<b>969</b>	<b>24.8%</b>

Los otros gastos financieros ascendieron a 4.877 millones de euros, lo que supone un aumento total de 969 millones de euros en comparación con 2017. El cambio refleja los siguientes factores en particular:

> un aumento de las pérdidas por cambio de divisas por importe de 558 millones de euros, que refleja, sobre todo, el impacto de la evolución de los tipos de cambio en la deuda financiera neta denominada en monedas distintas del euro. Este cambio se debe principalmente al Grupo Enel Américas (269 millones de euros), Enel Green Power Brasil (115 millones de euros) y Enel SpA (60 millones de euros);

> un aumento de 347 millones de euros en otros gastos debido principalmente a los siguientes factores:

- el reconocimiento de gastos financieros por importe de 485 millones de euros para las sociedades argentinas tras la aplicación de la NIC 29 relativa a los reconocimientos en economías hiperinflacionarias;

- una disminución de €89 millones en los intereses capitalizados, principalmente para Enel Green Power Brasil y Enel Green Power Chile;

- un aumento de 62 millones de euros en los gastos de transferencia y baja de cuentas por cobrar, atribuibles principalmente a Enel Energía (23 millones de euros), al Grupo Enel Américas (21 millones de euros) y al Servizio Elettrico Nazionale (14 millones de euros);

- una reducción de los gastos financieros para el ajuste del valor razonable de los derechos de crédito financieros derivados de la venta del 50% de Slovak Power Holding, lo que dio lugar a la reversión del valor total de los derechos de crédito sujetos a deterioro en 2016 (220 millones de euros). En concreto, en 2018 se han registrado 186 millones de euros de reversiones, frente a los 34 millones de euros de 2017;

- una disminución de los gastos financieros reconocidos por Enel Finance International por importe de 108 millones de euros como consecuencia de la amortización anticipada de bonos basada en la opción de compra "make-whole call" prevista en el acuerdo de financiación original;

- una reducción de los gastos relacionados con las líneas de crédito renovables a medio y largo plazo por un importe de 52 millones de euros, sobre todo para Enel SpA y Enel Finance International;

> un aumento de 49 millones de euros en los gastos por intereses de los pasivos financieros. Esta variación se debe al aumento de los gastos por intereses de los préstamos bancarios por importe de 51 millones de euros, especialmente en América del Sur, y de otros préstamos no bancarios por importe de 32 millones de euros, debido principalmente al aumento de los gastos por intereses de las sociedades fiscales (21 millones de euros). Estos efectos fueron parcialmente compensados por la reducción de los intereses de los bonos por importe de 34 millones de euros, fundamentalmente para Enel SpA y Enel Finance International;

> un aumento de 35 millones de euros en los costes de acumulación de pasivos por prestaciones al personal, atribuibles fundamentalmente al Grupo Enel Américas (38 millones de euros), principalmente por la adquisición de Enel Distribuição São Paulo;

> una disminución de 21 millones de euros por el aumento de otras provisiones, principalmente del Grupo Enel Américas (28 millones de euros) por efecto del tipo de cambio y una disminución en el descuento de las multas pasadas que se disputan en Argentina.

### **13. Participación en las ganancias/(pérdidas) de las inversiones de capital contabilizadas por el**

## método de la participación - 349 millones de euros

Millones de euros

Participación en el resultado de empresas asociadas	521	225	296	-
Participación en las pérdidas de las empresas asociadas	(172)	(114)	(58)	-50.9%
<b>Total</b>	<b>349</b>	<b>111</b>	<b>238</b>	<b>-</b>

La participación en los beneficios netos de las inversiones en renta variable por puesta en equivalencia ha aumentado en 238 millones de euros con respecto al año anterior. Esta variación se debe fundamentalmente al ajuste del valor de la participación del 50% en Slovak Power Holding (362 millones de euros), que había sido amortizada en múltiples ocasiones en años anteriores. El incremento descrito anteriormente se debe a los cambios en los parámetros utilizados para determinar la fórmula de fijación de precios, tal y como se incluye en los acuerdos con EPH, así como al efecto neto del reconocimiento prorrateado de los beneficios obtenidos por las empresas asociadas y negocios conjuntos. Estos incrementos sólo han sido parcialmente compensados por el deterioro de determinados activos de las sociedades griegas de proyectos de desarrollo de parques eólicos en las islas Cícladas (49 millones de euros) y de proyectos de desarrollo de biomasa en Italia (12 millones de euros), así como por el efecto de la contabilización prorrateada de las pérdidas del ejercicio correspondientes a empresas asociadas y joint ventures.

## 14. Impuesto sobre la renta – 1,851 millones de euros

millones de euros

	2018	2017	cambio	
Impuestos corrientes	2,014	1,926	88	4.6%
Ajustes por impuestos sobre la renta de años anteriores	(150)	(59)	(91)	-
<b>Total de impuestos corrientes</b>	<b>1,864</b>	<b>1,867</b>	<b>(3)</b>	<b>-0.2%</b>
Pasivos por impuestos diferidos	92	(169)	261	-
Activos por impuestos diferidos	(105)	184	(289)	-
<b>TOTAL</b>	<b>1,851</b>	<b>1,882</b>	<b>(31)</b>	<b>-1.6%</b>

El impuesto sobre la renta para 2018 ascendió a 1.851 millones de euros, frente a los 1.882 millones de euros de 2017.

La reducción de impuestos de 31 millones de euros para 2018 en comparación con el año anterior se debe principalmente a los siguientes factores:

>el reconocimiento de mayores activos por impuestos diferidos sobre pérdidas pasadas por parte de Enel Distribuição Goiás como resultado de las medidas de mejora de la eficiencia implantadas por el Grupo tras la adquisición (274 millones de euros);

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

>el régimen fiscal más favorable aplicable a los beneficios netos derivados de partidas extraordinarias en comparación con el año anterior (180 millones de euros);

>una reducción de los pasivos por impuestos diferidos (61 millones de euros) como consecuencia de la reforma fiscal en Colombia, que ha supuesto una reducción de los tipos impositivos progresivos del 33% al 30%.

Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por los mayores impuestos resultantes de la mejora en el resultado antes de impuestos, de los impuestos reconocidos en México tras la venta de las compañías Kino, de la liberación de impuestos diferidos reconocidos en 2017 por Enel Green Power North America en respuesta a la

reforma fiscal (170 millones de euros), y del reconocimiento en 2017 de activos por impuestos diferidos en Argentina por Edesur (60 millones de euros).

Para mayor información sobre los cambios en los impuestos diferidos, véase la nota 22.

La siguiente tabla proporciona una conciliación de la tasa impositiva teórica y la tasa impositiva efectiva.

Millones de euros

	2018		2017	
Resultado antes de impuestos	8,201		7,211	
Impuestos teóricos	1,968	24.0%	1,731	24.0%
Variación del efecto impositivo sobre las pérdidas por deterioro, las plusvalías y el fondo de comercio negativo	(180)		(6)	
Reconocimiento de impuestos diferidos sobre pérdidas pasadas en América del Sur	(274)		(60)	
Reconocimiento de impuestos diferidos sobre pérdidas pasadas en Italia	(86)			
Cambio en el efecto fiscal de las ganancias de capital del kino y otros conceptos en México	100			
impacto en la tributación diferida de las variaciones de los tipos impositivos	(61)		(182)	
IRAP	237		231	
Otras diferencias, efecto de tipos impositivos diferentes en el extranjero en comparación con el tipo teórico en Italia, y otras partidas menores	147		168	
<b>Total</b>	<b>1,851</b>		<b>1,882</b>	

## 15. Ganancias por acción básicas y diluidas

Ambas métricas se calculan sobre la base del número promedio de acciones ordinarias en el período, equivalente a 10.166.679.946 acciones, ajustadas por el efecto dilusivo de las opciones sobre acciones en circulación (ninguna en ambos períodos).

Millones de euros

	2018	2017	cambio	
Resultado neto de las operaciones continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante (millones de euros)	4,789	3,779	1,010	26.7%
Resultado neto de operaciones interrumpidas atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante (millones de euros)	-	-	-	-
Resultado neto atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante (millones de euros)	4,789	3,779	1,010	26.7%
Número de acciones ordinarias	10,166,679,946	10,166,679,946	-	-
Efecto dilusivo de las opciones de acciones	-	-	-	-
Beneficio por acción básico y diluido (euros)	0.47	0.37	0.10	27.0%
Beneficio básico y diluido de las operaciones continuadas por acción (euros)	0.47	0.37	0.10	27.0%
Beneficio básico y diluido de las actividades interrumpidas por acción (euros)	-	-	-	-

## 16. Inmovilizado material - 76.631 millones de euros

El detalle y movimiento del inmovilizado material en el ejercicio 2018 se muestra a continuación:

Millones de euros	advances								
Costo	649	9,425	154,013	491	1,321	1,054	429	6,363	173,745
Amortización acumulada y deterioro de valor	-	5,182	91,671	340	1,022	311	282	-	98,808
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>649</b>	<b>4,243</b>	<b>62,342</b>	<b>151</b>	<b>299</b>	<b>743</b>	<b>147</b>	<b>6,363</b>	<b>74,937</b>
<i>Gastos de capital</i>	14	451	3,114	25	67	6	15	2,838	6,530
<i>Activos fijos que entran en servicio</i>	7	166	2,469	1	29	(2)	23	(2,693)	-
<i>Diferencias de cambio</i>	(13)	(25)	(1,060)	1	(14)	(1)	-	(321)	(1,433)
<i>Variación del perímetro de consolidación</i>	1	(3)	107	-	3	14	-	7	129
<i>Enajenaciones</i>	(2)	-	(27)	(4)	(5)	-	(8)	(7)	(53)
<i>Depreciación</i>	-	(169)	(3,753)	(24)	(89)	(48)	(31)	-	(4,114)
<i>Pérdidas por deterioro del valor</i>	(1)	(26)	(142)	-	-	-	-	(66)	(235)
<i>Reversión de pérdidas por deterioro de valor</i>	1	9	76	-	-	-	-	-	86
<i>Otros cambios</i>	4	63	1,345	8	16	2	1	(105)	1,334
<i>Reclasificaciones de/a activos mantenidos para la venta</i>	(5)	(93)	(528)	-	-	-	-	76	(550)
<b>Total de cambios</b>	<b>6</b>	<b>373</b>	<b>1,601</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>(29)</b>	<b>-</b>	<b>(271)</b>	<b>1,694</b>
Costo	655	9,919	158,257	503	1,401	1,077	411	6,092	178,315
Amortización acumulada y deterioro de valor	-	5,303	94,314	345	1,095	363	264	-	101,684
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>655</b>	<b>4,616</b>	<b>63,943</b>	<b>158</b>	<b>306</b>	<b>714</b>	<b>147</b>	<b>6,092</b>	<b>76,631</b>

El epígrafe "Instalaciones técnicas y maquinaria" incluye activos a ceder gratuitamente con un valor neto contable de 8.747 millones de euros (8.702 millones de euros a 31 de diciembre de 2017), en su mayor parte correspondientes a centrales eléctricas en Iberia y América del Sur por importe de 4.390 millones de euros (4.624 millones de euros a 31 de diciembre de 2017), y a la red de distribución de electricidad en América del Sur por importe de 3.806 millones de euros (3.453 millones de euros a 31 de diciembre de 2017).

Para más información sobre los activos fijos arrendados, véase la nota 18 más adelante.

A continuación se resumen los tipos de gastos de capital realizados durante 2018. Estos gastos, que ascienden a 6.530 millones de euros, disminuyeron en 327 millones de euros a partir de 2017, un descenso que se concentró especialmente en las centrales solares.

Millones de euros	2018	2017
<b>Plantas de energía:</b>		
- térmico	400	577
- hidroeléctrico	504	450
- geotérmico	114	224
- nuclear	156	127
- fuentes energéticas alternativas	2,170	2,819
<b>Total de centrales eléctricas</b>	<b>3,344</b>	<b>4,197</b>
Redes de distribución de electricidad	3,090	2,627
Terrenos, edificios y otros activos y equipos	96	33
<b>TOTAL</b>	<b>6,530</b>	<b>6,857</b>

Las inversiones en centrales eléctricas han ascendido a 3.344 millones de euros, lo que supone una disminución de 853 millones de euros respecto al año anterior, como consecuencia, fundamentalmente, de la menor inversión en plantas de energías alternativas en Brasil, Perú, México y Estados Unidos. Las inversiones en centrales eléctricas se centraron principalmente en parques eólicos, por un importe de 1.792 millones de euros, y en plantas fotovoltaicas, por un importe de 375 millones de euros.

Las inversiones en la red de distribución eléctrica han ascendido a 3.090 millones de euros, lo que supone un incremento de 463 millones de euros respecto al año anterior, y se han destinado principalmente a la mejora de la calidad del servicio y a actividades relacionadas con la sustitución de contadores electrónicos para la implantación del plan Open Meter en Italia.

Las variaciones en el perímetro de consolidación para 2018 corresponden principalmente a las adquisiciones de Parques Eólicos Gestinver (139 millones de euros), sociedad dedicada a la producción de energía eólica, de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta (65 millones de euros), sociedad dedicada a la distribución y venta de energía eléctrica en la ciudad autónoma de Ceuta, en el norte de África, y de la sociedad brasileña de distribución Enel Distribuição São Paulo (14 millones de euros). Estos efectos fueron parcialmente compensados por la venta, el 14 de diciembre de 2018, de Enel Green Power Uruguay y el vehículo especial Estrellada.

Las reclasificaciones de/a activos mantenidos para la venta se refieren principalmente al valor contable de tres plantas solares en Brasil (620 millones de euros), que, tras las decisiones tomadas por la Dirección, cumplen los requisitos de la NIIF 5 para su clasificación en este agregado. Estos efectos se han visto parcialmente compensados por la reclasificación de las sociedades del proyecto del parque eólico de Kafireas como no disponibles para la venta por no cumplir las condiciones para continuar con la venta.

Otras variaciones incluyen los efectos de la NIC 29 sobre el inmovilizado material a 1 de enero de 2018 y los efectos de la hiperinflación a 31 de diciembre de 2018, por un total de 1.130 millones de euros, así como el efecto de la capitalización de los intereses de préstamos específicamente destinados a inversiones por importe de 77 millones de euros (167 millones de euros en 2017), según se detalla a continuación:

millones de euros

	2018	porcentaje (%)	2017	porcentaje (%)	cambio	
Enel Green Power SpA	4	1.7%	14	4.8%	(10)	-71.4%
P.H. Chucas SA	-	-	1	6.1%	(1)	-
Enel Green Power Brazil (BRL)	19	0.9%	84	6.8%	(65)	-77.4%
Enel Green Power North America	9	0.5%	10	1.3%	(1)	-10.0%
Enel Green Power México	3	5.2%	12	4.6%	(9)	-75.0%
Enel Green Power South Africa	6	6.3%	7	7.8%	(1)	-14.3%
Enel Américas Group	16	8.5%	7	9.0%	9	-
Enel Chile Group	9	7.7%	19	5.2%	(10)	-52.6%
Endesa Group	4	1.9%	8	2.1%	(4)	-50.0%
Enel Produzione	7	4.8%	5	4.8%	2	40.0%
<b>Total</b>	<b>77</b>		<b>167</b>		<b>(90)</b>	<b>-53.9%</b>

A 31 de diciembre de 2018, los compromisos contractuales de compra de inmovilizado material ascendían a 583 millones de euros.

### 17. Infraestructuras dentro del alcance de la "CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios".

Los contratos de concesión de servicios, que se reconocen de acuerdo con la CINIIF 12, se refieren a determinadas infraestructuras que sirven a concesiones para la distribución de electricidad en Brasil.

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

millones de euros

otorgante	actividad	país				Monto reconocido entre los activos de los contratos al 31 de diciembre de	Monto reconocido entre los activos financieros al 31 de diciembre	Monto reconocido entre los activos intangibles al 31 de diciembre
Enel Distribuição Rio	Brazilian Electricity governmentdistribution	Brazil	1997-2026	8 años	Yes	108	761	672
Enel Distribuição Ceará	Brazilian Electricity governmentdistribution	Brazil	1998-2028	10	Yes	36	425	648
Enel Green Power Mourão	Brazilian Power governmentgeneration	Brazil	2016-2046	28 años	No	-	6	-
Enel Green Power Paranapanema	Brazilian Power governmentgeneration	Brazil	2016-2046	28 años	No	-	31	-
Enel Distribuição Goiás	Brazilian Electricity governmentdistribution	Brazil	2015-2045	27 años	No	106	29	458
Enel Green Power Volta Grande	Brazilian Power governmentgeneration	Brazil	2017-2047	29 años	No	-	320	-
Enel Distribuição São Paulo	Brazilian Electricity governmentdistribution	Brazil	1998-2028	10 años	No	86	855	1,002
<b>Total</b>						<b>336</b>	<b>2,428</b>	<b>2,780</b>

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

## 18. Arrendamientos

El Grupo, en su calidad de arrendatario, tiene suscritos contratos de arrendamiento financiero. Incluyen determinados activos que el Grupo utiliza en España, Perú, Italia y Grecia. En España, los activos corresponden a un contrato de peaje a 25 años (18 años restantes) para el que un análisis de acuerdo con la CINIIF 4 identificó un contrato de arrendamiento financiero implícito, en virtud del cual Endesa tiene acceso a la capacidad de generación de una central de ciclo combinado para la cual la empresa de peaje Elecogas se ha comprometido a transformar gas en electricidad a cambio de un peaje a una tasa del 9,62%.

En Perú, los contratos de arrendamiento se refieren a acuerdos relacionados con la financiación de la central de ciclo combinado de Ventanilla (con una duración de ocho años remunerados a una tasa anual de Libor + 1,75%), así como a un acuerdo que financiaba la construcción de un nuevo sistema de ciclo abierto en la central de Santa Rosa (con una duración de nueve años y un interés anual de Libor + 1,75%).

El resto de los contratos de arrendamiento se refieren a parques eólicos que el Grupo utiliza en Italia (con vencimiento en 2030-2031 y con un tipo de descuento de entre el 4,95% y el 5,5%).

El importe en libros de los activos mantenidos en régimen de arrendamiento financiero se presenta en el siguiente cuadro.

## 19. Inmuebles de inversión– 135 millones de euros

Las inversiones inmobiliarias a 31 de diciembre de 2018 ascienden a 135 millones de euros, con un incremento interanual de 58 millones de euros.

Millones de euros	2018
Coste	121
Amortización acumulada y deterioro de valor	44
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>77</b>
Activos fijos que entran en servicio	.
Diferencias de cambio	.
Variación del perímetro de consolidación	12
Depreciación	(7)
Pérdidas por deterioro del valor	(3)
Otros cambios	56
<b>Total de cambios</b>	<b>58</b>
Coste	179
Amortización acumulada y deterioro de valor	44
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>135</b>

Las inversiones inmobiliarias del Grupo se componen de inmuebles en Italia, España y Chile, que están libres de restricciones sobre la realización de las inversiones inmobiliarias o sobre el envío de ingresos y beneficios de su enajenación. Adicionalmente, el Grupo no tiene obligaciones contractuales para la adquisición, construcción o desarrollo de inmuebles de inversión, ni para su reparación, mantenimiento o mejora.

La variación del ejercicio se debe principalmente a la reclasificación de los terrenos de La Palma, antigua sede de Gas y Electricidad Generación SAU, cuyo uso se ha transformado en 2018, pasando de ser un edificio para uso propio del Grupo a ser una inversión inmobiliaria, así como a la adquisición de la sociedad brasileña de distribución Enel Distribuição São Paulo.

Para más información sobre la valoración de las inversiones inmobiliarias, véanse las notas 47 "Activos valorados a valor razonable" y 47 "Activos valorados a valor razonable". 47,1 "Valor razonable de otros activos".

## 20. Activos intangibles – 19,014 millones de euros

A continuación se presenta el desglose y la evolución del inmovilizado inmaterial en 2018:

Millones de euros	Development costs	Industrial patents & intellectual property rights	Concessions, licenses, trademarks and similar rights	Service concession arrangements	Otros	Assets under development and advances	Costos contractuales	Total
Costos	31	2,148	14,171	4,840	3,060	814	-	25,064
impairment	22	1,840	1,633	2,626	2,219	-	-	8,340
<b>Balance at Dec. 31, 2017</b>	<b>9</b>	<b>308</b>	<b>12,538</b>	<b>2,214</b>	<b>841</b>	<b>814</b>	<b>-</b>	<b>16,724</b>
Inversiones	4	97	11	442	57	520	220	1,351
Activos fijos que entran en servicio	16	129	6	-	233	(384)	-	-
Diferencias de cambio	(1)	(8)	(334)	(175)	8	(15)	-	(525)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	1,440	968	54	-	-	2,462
Cesiones	(1)	(3)	(1)	(29)	(13)	-	-	(47)
Amortización	(5)	(181)	(199)	(291)	(243)	-	(166)	(1,085)
Pérdidas por deterioro del valor	-	-	-	-	(23)	(8)	-	(31)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor	-	-	6	-	39	-	-	45
Otros cambios	1	23	74	(349)	(131)	6	451	75
Reclasificaciones de/a activos mantenidos para la venta	-	-	-	-	(7)	52	-	45
<b>Total de cambios</b>	<b>14</b>	<b>57</b>	<b>1,003</b>	<b>566</b>	<b>(26)</b>	<b>171</b>	<b>505</b>	<b>2,290</b>
Coste	42	2,352	15,246	6,899	3,294	985	986	29,804
<b>Amortización acumulada y deterioro de valor</b>	<b>19</b>	<b>1,987</b>	<b>1,705</b>	<b>4,119</b>	<b>2,479</b>	<b>-</b>	<b>481</b>	<b>10,790</b>
<b>Balance al 31 de diciembre 2018</b>	<b>23</b>	<b>365</b>	<b>13,541</b>	<b>2,780</b>	<b>815</b>	<b>985</b>	<b>505</b>	<b>19,014</b>

"Las "patentes industriales y derechos de propiedad intelectual" corresponden principalmente a los costes de adquisición de software y licencias de software libre. Las aplicaciones más importantes están relacionadas con la facturación y la gestión de clientes, el desarrollo de portales de Internet y la gestión de los sistemas de la empresa. La amortización se calcula linealmente a lo largo de la vida útil residual del activo (en promedio entre tres y cinco años).

En el epígrafe "Concesiones, licencias, marcas y derechos similares" se incluyen los costes de adquisición de clientes por parte de las empresas extranjeras de distribución de electricidad y venta de gas. La amortización se calcula linealmente sobre el plazo medio de la relación con los clientes o de las concesiones.

El siguiente cuadro muestra los acuerdos de concesión de servicios que no están incluidos en el alcance de la CINIIF 12 y que tienen un saldo al 31 de diciembre de 2018.

Millions of euro

	Grantor	Actividad	Pais	Periodo de concesion	Concession period remaining	Renewal option	al 31 de dic 2018	VR inicial
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribución electricidad	Spain	Indefinite	Indefinido	-	5,678	5,673
Codensa	República de Colombia	Electricity distribution	Colombia	Indefinite	Indefinido	-	1,457	1,839
Enel Distribución Chile (formerly Chilectra)	República de Chile	Distribución electricidad	Chile	Indefinite	Indefinido	-	1,522	1,667
Enel Distribución Perú (formerly Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Chile	Distribución electricidad	Peru	Indefinite	Indefinido	-	614	548
Enel Distribuție Muntenia	República de	Electricity distribution	Romania	2005-2054	35 años	Si	138	191

En este epígrafe se incluyen activos con vida útil indefinida por importe de 9.271 millones de euros (9.445 millones de euros a 31 de diciembre de 2017), que corresponden fundamentalmente a concesiones para actividades de distribución en España (5.678 millones de euros), Colombia (1.457 millones de euros), Chile (1.522 millones de euros) y Perú (614 millones de euros), para los que no existe una fecha de vencimiento legal o previsible en la actualidad. En base a las previsiones desarrolladas, los flujos de caja de cada UGE, a la que se asocian las distintas concesiones, son suficientes para recuperar el valor en libros. La variación del ejercicio se debe fundamentalmente a las variaciones de los tipos de cambio. Para más información sobre los acuerdos de concesión de servicios, véase la nota 26.

La "Variación del perímetro de consolidación" del ejercicio 2018 corresponde principalmente a la adquisición de la distribuidora brasileña Enel Distribuição São Paulo (2.411 millones de euros), que refleja los ajustes por la asignación del precio de compra y que sólo ha sido parcialmente compensada por las desinversiones del ejercicio.

Las "pérdidas por deterioro" ascendieron a 31 millones de euros en 2018. Para más información, véase la nota 9.e.

El epígrafe "Otros movimientos" incluye el reconocimiento a 1 de enero de 2018 de los costes de los contratos, así como la reclasificación de los contratos de concesión de servicios públicos a privados (en desarrollo) a activos no corrientes derivados de contratos con clientes en Brasil en aplicación de la NIIF 15.

"Las reclasificaciones de/a activos mantenidos para la venta" ascienden a 45 millones de euros y se refieren fundamentalmente a la reclasificación de las sociedades del proyecto relacionadas con el parque eólico de Kafireas como no disponibles para la venta al no cumplir ya las condiciones para continuar con la venta.

## 21. Goodwill – 14,273 millones de euros

El goodwill ascendió a 14.273 millones de euros, lo que supone un incremento de 527 millones de euros respecto al año anterior.

Millones de euros	at Dec. 31, 2017		Change in Exchange rate diff.		Impairment losses	Reclassifications from/to assets held for sale	Other changes	al 31 de diciembre 2018		
	Cumulative Cost	Cumulative impairment	Net carrying amount					Cumulative Cost	Cumulative impairment	Net carrying amount
Iberia (1)	11,156	(2,392)	8,764	21	-	-	-	-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	945	-	945	466	32	-	(23)	1,420	-	1,420
América Central	56	-	56	2	1	-	-	(5)	54	54
Enel Green Power Norteamérica	106	(11)	95	-	-	-	-	106	(11)	95
Enel X América del Norte	292	-	292	-	14	-	-	22	328	328
Mercado Italia (2)	579	-	579	-	-	-	-	579	-	579
Enel Green Power Italia	23	-	23	-	-	(3)	-	23	(3)	20
Rumanía (3)	426	(13)	413	-	-	-	-	426	(13)	413
Tynemouth Energy	3	-	3	-	-	-	-	3	-	3
<b>Total</b>	<b>16,162</b>	<b>(2,416)</b>	<b>13,746</b>	<b>489</b>	<b>47</b>	<b>(3)</b>	<b>(23)</b>	<b>17,16,692</b>	<b>(2,419)</b>	<b>14,273</b>

(1) Incluye Endesa and Enel Green Power España.

(2) Incluye Enel Energia.

(3) Incluye Enel Distribuție Muntenia, Enel Energie Muntenia and Enel Green Power Romania.

Los cambios en el perímetro de consolidación corresponden a la adquisición de la distribuidora brasileña Enel Distribuição São Paulo (466 millones de euros), que refleja los ajustes en la asignación del precio de compra, así como a la adquisición de la Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, empresa que opera en la distribución y venta de electricidad en la ciudad autónoma de Ceuta en el norte de África.

Las reclasificaciones de/a activos mantenidos para la venta, que ascienden a 23 millones de euros, corresponden al fondo de comercio asociado a la UGE Brasil asignado a los tres parques eólicos en Brasil para los que se determinó durante el ejercicio que cumplían los requisitos para ser clasificados según la NIIF 5.

Las pérdidas por deterioro ascendieron a 3 millones de euros, y se refieren al ajuste del precio de venta de la planta de generación de energía de biomasa de Finale Emilia.

Los criterios utilizados para la identificación de las unidades generadoras de efectivo (UGE) se basaban esencialmente -en línea con la visión estratégica y operativa de la dirección- en las características específicas de su negocio, en las normas y regulaciones operativas de los mercados en los que opera Enel, en la organización corporativa y en el nivel de información supervisado por la dirección.

El valor recuperable del fondo de comercio reconocido se ha estimado calculando el valor de uso de las UGE utilizando modelos de flujos de efectivo descontados, que implican la estimación de los flujos de efectivo futuros esperados y la aplicación de un tipo de descuento adecuado, seleccionado en función de los inputs de mercado, tales como tasas libres de riesgo, betas y primas de riesgo de mercado.

Los flujos de efectivo se han determinado a partir de la mejor información disponible en el momento de la estimación, teniendo en cuenta los riesgos específicos de cada UGE, y se han dispuesto:

- > para el período explícito, del plan de negocios a 5 años aprobado por el Consejo de Administración de la

Sociedad Matriz el 19 de noviembre de 2018, que contiene proyecciones de volúmenes, ingresos, costos de operación, gastos de capital, organización industrial y comercial y evolución de las principales variables macroeconómicas (inflación, tasas de interés nominales y tipos de cambio) y precios de los commodities. El período explícito de los flujos de efectivo considerados en el test de deterioro difiere de acuerdo con las características específicas y los ciclos de negocio de las distintas UGE que se están probando. Estas diferencias suelen estar asociadas a los diferentes tiempos medios necesarios para la construcción y puesta en servicio de la central y otras obras que caracterizan las inversiones de las empresas concretas que componen la UGE (generación térmica convencional, energía nuclear, energías renovables, distribución, etc.);

- > para los años siguientes, a partir de hipótesis relativas a la evolución a largo plazo de las principales variables que determinan los flujos de efectivo, la vida útil residual media de los activos o la duración de las concesiones.

Más específicamente, el valor final se calculó como una perpetuidad o anualidad con una tasa de crecimiento nominal igual a la tasa de crecimiento a largo plazo de la electricidad y/o la inflación (dependiendo del país y de 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. El valor en uso calculado según lo descrito anteriormente resultó ser mayor que el monto reconocido en el balance general, con las excepciones que se analizan a continuación.

Con el fin de verificar la solidez del valor de uso de las UGEs, se realizaron análisis de sensibilidad de los principales impulsores de los valores, en particular el WACC, la tasa de crecimiento a largo plazo y los márgenes, cuyos resultados respaldan plenamente dicho valor.

A continuación se presenta la composición de los principales valores del fondo de comercio según la sociedad a la que pertenece la unidad generadora de efectivo (UGE), así como los tipos de descuento aplicados y el horizonte temporal en el que se han descontado los flujos de efectivo esperados.

Millones de euros	Al 31 de dic 2018					al 31 de dic 2017				
	Amount	Growt h rate (1)	Pre-tax WACC discount rate (2)	Explici t period of cash flows	Terminal value (3)	Amount	Growt h rate (1)	Pre-tax WACC discount rate (2)	Explici t period of cash flows	Terminal value (3)
Iberia (4)	8,785	1.6%	6.9%	5 años	Perpetuidad/24 años	8,764	1.7%	6.9%	5 años	Perpetuidad/19 años
Chile	1,209	2.6%	7.5%	5 años	Perpetuidad/25 años	1,209	2.9%	7.4%	5 años	Perpetuidad/23 años
Argentina	276	7.1%	20.1%	5 años	Perpetuidad	276	8.6%	18.7%	5 años	Perpetuidad/29 años
Perú	561	3.4%	6.8%	5 años	Perpetuidad/26 años	561	3.4%	6.9%	5 años	Perpetuidad/27 años
Colombia	530	3.0%	9.3%	5 años	Perpetuidad/28 años	530	2.9%	9.3%	5 años	Perpetuidad/29 años
Brasil	1,420	4.0%	9.5%	5 años	Perpetuidad/26 años	945	4.0%	10.0%	5 años	Perpetuidad/26 años
América Central	54	1.5%	9.0%	5 años	24 años	56	1.4%	8.2%	5 años	26 años
Enel Green Power Norteamérica	95	2.3%	6.8%	5 años	25 años	95	2.3%	6.4%	5 años	25 años
Enel X América del Norte	328	2.3%	10.3%	5 años	Perpetuidad	292	2.3%	10.3%	5 años	15 años
Mercado Italia (5)	579	0.7%	11.0%	5 años	15 años	579	0.7%	10.8%	5 años	15 años
Enel Green Power Italia	20	1.0%	6.7%	5 años	Perpetuidad/23 años	23	1.9%	7.3%	5 años	Perpetuidad/22 años
Rumanía (6)	413	2.4%	6.8%	5 años	Perpetuidad/18 años	413	2.4%	6.7%	5 años	Perpetuidad/19 años
Tynemouth Energy	3	n/a	n/a	n/a	n/a	3	n/a	n/a	n/a	n/a

(1) Tasa de crecimiento perpetuo de los flujos de efectivo después del período de previsión explícito.

(2) WACC antes de impuestos calculado utilizando el método iterativo: el tipo 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 final se ha estimado sobre la base de una perpetuidad o una anualidad con un rendimiento creciente para los años indicados en la columna.

(4) Incluye Endesa y Enel Green Power España.

(5) Fondo de comercio asignado a la UGE Mercado Italia.

(6) Incluye Enel Distribuție Muntenia, Enel Energie Muntenia y Enel Green Power Romania.

Al 31 de diciembre de 2018, las pruebas de deterioro realizadas para las UGE a las que se ha asignado el fondo de comercio no han puesto de manifiesto pérdidas por deterioro, de forma similar a lo ocurrido en 2017.

## 22. Impuestos diferidos activos y pasivos – 8,305 millones de euros and 8,650 millones de euros

La siguiente tabla detalla los cambios en los activos y pasivos por impuestos diferidos por tipo de diferencia temporal y calculados en base a los tipos impositivos establecidos por la normativa aplicable, así como el importe de los activos por impuestos diferidos compensables, cuando sea posible, con los pasivos por impuestos diferidos.

Millones de euros	Incremento/(Decremento) en resultados	Incremento/(Decremento) en patrimonio	Variación en perímetro de consolidación	Diferencias en tipo de cambio	Otros	Reclasificación de activos mantenidos para la venta	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018
<b>Activos por impuesto diferido:</b>								
- diferencias en el valor de activos								
Intangibles, propiedades, planta y equipo	1,617	(83)	-	135	3	(3)	-	1,669
- provisiones para riesgos y cargos y pérdidas por deterioro con deducibilidad diferida	1,439	9	-	288	(40)	30	-	1,726
- tax loss carried forward	167	336	-	46	(10)	(31)	-	508
- medición de instrumentos financieros	690	(9)	118	3	(1)	-	-	801
- beneficio a los empleados	604	(2)	51	209	(3)	10	-	869
- otros elementos	1,837	(150)	(3)	32	(9)	1,026	(1)	2,732
<b>Total</b>	<b>6,354</b>	<b>101</b>	<b>166</b>	<b>713</b>	<b>(60)</b>	<b>1,032</b>	<b>(1)</b>	<b>8,305</b>
<b>Pasivos por impuesto diferido:</b>								
- diferencias en activos no Corrientes y financieros	6,051	(132)	-	610	(200)	295	14	6,638
- medición instrumentos financieros	237	10	146	-	(1)	11	-	403
- otros elementos	2,060	202	-	61	(29)	(685)	-	1,609
<b>Total</b>	<b>8,348</b>	<b>80</b>	<b>146</b>	<b>671</b>	<b>(230)</b>	<b>(379)</b>	<b>14</b>	<b>8,650</b>
<b>Activos por impuestos diferidos no compensables</b>								<b>4,581</b>
<b>Pasivos por impuestos diferidos no compensables</b>								<b>3,116</b>
<b>Exceso neto de pasivos por impuestos diferidos después de cualquier compensación</b>								<b>1,810</b>

Al 31 de diciembre de 2018, los activos por impuestos diferidos, que se reconocen cuando su recuperación es razonablemente segura, ascienden a 8.305 millones de euros (6.354 millones de euros a 31 de diciembre de 2017).

Los activos por impuestos diferidos se han incrementado en 1.951 millones de euros durante el ejercicio, debido fundamentalmente al cambio en el perímetro de consolidación y a la asignación del precio de compra de Enel Distribuição São Paulo (704 millones de euros) y a la aplicación de la nueva NIIF 15, que ha supuesto el reconocimiento del componente fiscal de los ajustes realizados a partir del 1 de enero de 2018 en determinados epígrafes del balance, principalmente por distribución electrónica (1.066 millones de euros). Además, los activos por impuestos diferidos aumentaron debido al reconocimiento de los resultantes de las pérdidas pasadas de Enel Distribuição Goiás (274 millones de euros) y Enel Green Power SpA (85 millones de euros) tras la fusión de 3Sun.

Este aumento sólo fue parcialmente compensado por el aumento de los activos por impuestos diferidos sobre pérdidas pasadas en Argentina reconocido en 2017, en vista de la mejora de las previsiones de beneficios para las empresas de ese país.

Asimismo, cabe destacar que los activos por impuestos diferidos (por importe de 318 millones de euros) no se registraron en relación con pérdidas fiscales anteriores por importe de 1.218 millones de euros, ya que, sobre la base de las estimaciones actuales de la base imponible futura, no es seguro que dichos activos vayan a ser recuperados.

Los pasivos por impuestos diferidos ascendían a € 8.650 millones a 31 de diciembre de 2018 (€ 8.348 millones a 31 de diciembre de 2017). Incluyen, fundamentalmente, la determinación de los efectos fiscales de las correcciones de valor de los activos adquiridos en el marco de la imputación final del coste de las adquisiciones realizadas en los distintos ejercicios y la tributación diferida de las diferencias entre las amortizaciones cargadas a efectos fiscales, incluida la amortización acelerada, y las amortizaciones basadas en la vida útil estimada de los activos.

Los pasivos por impuestos diferidos aumentaron en un total de 302 millones de euros, debido en particular al cambio en el perímetro de consolidación tras la adquisición de Enel Distribuição São Paulo (655 millones de euros), al efecto de la aplicación de la NIC 29 a las sociedades argentinas (189 millones de euros), y al efecto fiscal asociado principalmente a la aplicación inicial de la NIIF 15 para la capitalización de los costes de adquisición de clientes de Enel Energia (98 millones de euros) y Endesa Energia (24 millones de euros).

Estos incrementos han sido parcialmente compensados por la reversión, en lo que se refiere a la distribución en España, de los pasivos por impuestos diferidos previamente asignados para el aplazamiento del reconocimiento de ingresos relacionados con la conexión de clientes (-557 millones de euros), tal y como exige la NIIF 15, y la reducción del tipo impositivo del 33% al 30% en Colombia debido a la reforma fiscal (61 millones de euros).

## 23. Inversiones de capital contabilizadas bajo el método de participación – 2,099 millones de euros

Las inversiones en acuerdos conjuntos y asociadas contabilizadas por el método de participación son las siguientes:

Millones de euros	% participación	Efecto resultados	Variación consol.	Dividendos	Reclasificación de/a activos mantenidos para la venta	Otras variaciones	% participación
	Al 31 de diciembre de 2017					Al 31 de diciembre de 2018	
<b>Acuerdos conjuntos</b>							
Slovak Power Holding	190 50.0%	362	-	-	-	(55)	497 50.0%
EGPNA Renewable Energy Partners	404 50.0%	36	-	-	-	19	459 50.0%
OpEn Fiber	343 50.0%	(56)	-	-	-	107	394 50.0%
Zacapa Topco Sarl	- 50.0%	(5)	150	-	-	2	147 21.4%
Project Kino companies	- 20.0%	(2)	82	-	-	(1)	79 20.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	73 43.8%	7	-	(8)	-	-	72 43.8%
Rocky Caney Holding	39 -	2	-	-	-	2	43 20.0%
Drift Sand Wind Project	32 50.0%	4	-	-	-	-	36 50.0%
Front Maritim del Besos	- -	-	37	-	-	-	37 61.4%
Enel Green Power Bungala	13 50.0%	1	-	-	-	26	40 50.0%
RusEnergSbyt	36 49.5%	34	-	(44)	-	9	35 49.5%
Energie Electricque de Tahaddart	30 32.0%	2	-	(5)	-	-	27 32.0%
Transmisora Eléctrica de Quillota	12 50,0%	1	-	-	-	(1)	12 50.0%
EF Solare Italia	163 50.0%	(9)	(135)	(16)	-	(3)	- 50.0%
PowerCrop	12 50.0%	(12)	-	-	-	-	- 50.0%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	651.0%	2	(8)	-	-	-	- 51.0%
<b>Asociados</b>							
Elica 2	49 30.0%	(49)	-	-	-	-	- 30.0%
Tecnatom	29 45.0%	-	-	-	-	-	29 45.0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	13 33.5%	2	-	(5)	-	-	10 33.5%
Compañía Eólica Tierras Altas	12 35.6%	1	-	(2)	-	-	11 35.6%
New Cogenerazione.Si	- 20.0%	-	8	-	-	-	8 20.0%
Otros	<b>142</b>	28	-	(6)	6	(7)	163
<b>Total</b>	<b>1,598</b>	<b>349</b>	<b>134</b>	<b>(86)</b>	<b>6</b>	<b>98</b>	<b>2,099</b>

El efecto ingreso incluye las pérdidas y ganancias reconocidas por las empresas en proporción a la participación que el Grupo Enel posee y se refiere principalmente al ajuste del valor de la participación del 50% en Slovak Power Holding (362 millones de euros), que en años anteriores se había amortizado. Estos efectos sólo se vieron parcialmente compensados por el deterioro de las empresas griegas que participan en la construcción de parques eólicos en las islas Cícladas (49 millones de euros) y en proyectos de desarrollo de biomasa en Italia (12 millones de euros). No se encontraron indicios de deterioro para las otras inversiones de capital.

Las variaciones en el perímetro de consolidación se refieren principalmente a la adquisición de la sociedad instrumental Zacapa Topco Sarl, que ha recibido el 100% del capital de Ufinet International, primer operador de redes de fibra óptica en Latinoamérica, a la valoración por el método de puesta en equivalencia de las sociedades mexicanas de energías renovables (las "sociedades Project Kino") para el resto de la parte atribuible al Grupo tras la venta del 80% de su capital social. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la venta, el 27 de diciembre de 2018, de la empresa conjunta EF Solare Italia, propiedad de Marte Srl, por un importe de 214 millones de euros.

Millones de euros	activos no corrientes		activos corrientes		total activos		pasivos no corrientes		pasivos corrientes		total pasivos		patrimonio neto	
	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017
	<b>Acuerdos conjuntos</b>													
Slovak Power Holding	9,295	9,079	922	757	10,217	9,836	5,643	5,298	981	981	6,624	6,279	3,593	3,557
OpEn Fiber	2,084	1,224	313	125	2,397	1,349	1,043	369	565	281	1,608	650	789	699
Zacapa Topco Sarl	1,343	-	81	-	1,424	-	669	-	65	-	734	-	690	-
RusEnergSbyt	3	4	116	138	119	142	-	-	112	127	112	127	7	15
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	203	250	163	149	366	399	72	129	126	102	198	231	168	168
Energie Electrique de Tahaddart	91	93	11	27	102	120	8	10	9	16	17	26	85	94
<b>Asociados</b>														
Tecnatom	51	74	67	59	118	133	29	25	24	43	53	68	65	65
Suministradora Eléctrica de Cádiz	6	71	70	24	76	95	26	23	21	34	47	57	29	38
Compañía Eólica Tierras Altas	6	29	27	6	33	35	3	2	2	1	5	3	28	32

Otros cambios incluyen principalmente los cambios prorrateados en las reservas OCI u otros cambios reconocidos directamente en el patrimonio neto. En particular, 55 millones de euros para Slovak Power Holding corresponden a cambios en los derivados de cobertura de flujos de caja, mientras que 107 millones de euros para Open Fiber son atribuibles a un aumento de las reservas para futuras ampliaciones de capital por parte de los accionistas (125 millones de euros) y reservas de OCI para derivados de cobertura de flujos de caja (-18 millones de euros).

Asimismo, cabe destacar que la aplicación del método de participación a la inversión en RusEnergSbyt incorpora un fondo de comercio implícito de 27 millones de euros.

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de la información financiera de cada acuerdo conjunto y asociada del Grupo no clasificada como mantenida para la venta de acuerdo con la NIIF 5.

Millones de euro	Total ingresos		Resultados antes de impuestos		Resultado neto de operaciones continuas	
	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017
	<b>Acuerdos conjuntos</b>					
Slovak Power Holding	2,587	2,362	205	141	103	104
OpEn Fiber	114	68	(162)	(15)	(127)	(11)
Zacapa Topco Sarl	91	-	(21)	-	(25)	-
RusEnergSbyt	2,378	2,515	88	106	70	85
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	234	267	30	34	21	23
Energie Electrique de Tahaddart	35	56	7	30	5	21
<b>Asociados</b>						
Tecnatom	97	57	-	(9)	-	(9)
Suministradora Eléctrica de Cádiz	10	5	6	3	6	3
Compañía Eólica Tierras Altas	12	11	4	2	3	1

## 24. Derivados

Millones de euros	No corrientes		Corrientes	
	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017
Activos financieros derivados	1,005	702	3,914	2,309
Pasivos financieros derivados	2,609	2,998	4,343	2,260

Para más información sobre derivados clasificados como activos financieros no corrientes, véase la nota 46 sobre derivados de cobertura y derivados de negociación.

## 25. Activos/pasivos corrientes/no corrientes derivados de contratos con clientes

Millones de euros	No corrientes		Corrientes	
	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017
Activos por contrato		346	135	-
Pasivos por contrato		6,306	1,095	-

Los activos no corrientes derivados de contratos con clientes corresponden principalmente a activos en desarrollo derivados de contratos de concesión de servicios público-privados reconocidos de acuerdo con la CINIIF 12 y que tienen un vencimiento superior a 12 meses (336 millones de euros). Estos casos se dan cuando el concesionario no ha obtenido aún el pleno derecho a reconocer el bien del otorgante en el momento de la conclusión hipotética del acuerdo de concesión, en la medida en que sigue existiendo la obligación contractual de asegurar que el bien sea operativo. Asimismo, cabe destacar que la cifra al 31 de diciembre de 2018 incluye inversiones para el período por importe de 271 millones de euros, de los cuales 80 millones de euros proceden de la adquisición de Enel Distribuição São Paulo.

Los activos corrientes derivados de contratos con clientes corresponden principalmente a activos correspondientes a contratos de construcción (109 millones de euros) que aún están abiertos, cuyo pago está sujeto al cumplimiento de una obligación de desempeño.

Los pasivos no corrientes derivados de contratos con clientes se refieren al reconocimiento a 1 de enero de 2018, en aplicación de la NIIF 15 y teniendo en cuenta las obligaciones reglamentarias aplicables en las distintas jurisdicciones en las que opera el Grupo, de los pasivos contractuales relacionados con los ingresos procedentes de los contratos de conexión a la red eléctrica, que previamente habían sido reconocidos en la cuenta de resultados en el momento de la conexión. La cifra a 31 de diciembre de 2018 se debe principalmente a la distribución en Italia (3.613 millones de euros), España (2.251 millones de euros) y Rumanía (405 millones de euros). Para más información, véase la nota 2 de los estados financieros consolidados.

El pasivo a corto plazo derivado de los contratos con clientes incluye el pasivo contractual relativo a los ingresos por conexiones a la red eléctrica con vencimiento en un plazo de 12 meses por importe de 726 millones de euros reconocido en Italia y España, así como el pasivo por obras en curso (326 millones de euros).

Las cifras comparativas para 2017 no se han reclasificado, dado que la NIIF 15 se ha adoptado inicialmente utilizando el enfoque simplificado.

## 26. Otros activos financieros no corrientes – 5,769 millones de euros

Millones de euros		Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
Inversiones de capital en otras sociedades valoradas a valor razonable		63	58	5	8.6%
Deudores y valores incluidos en la deuda financiera neta (véase nota 26.1)		3,272	2,444	828	33.9%
Acuerdos de concesión de servicios		2,415	1,476	939	63.6%
Gastos financieros anticipados no corrientes		19	24	(5)	-20.8%
<b>Total</b>		<b>5,769</b>	<b>4,002</b>	<b>1,767</b>	<b>44.2%</b>

El total de activos financieros no corrientes ha aumentado en 2018 en 1.767 millones de euros respecto al año anterior. En particular, el cambio refleja un aumento de los créditos incluidos en la deuda financiera neta, como se explica en la nota 26.1, y de los contratos de concesión de servicios, cuyo incremento de 855 millones de euros es atribuible principalmente a la consolidación de Enel Distribuição São Paulo. Los contratos de concesión de servicios se refieren a los importes pagados a las autoridades otorgantes por la construcción y/o mejora de infraestructuras de servicio público incluidas en los contratos de concesión, que han sido reconocidos de acuerdo con la CINIIF 12.

Las inversiones de capital en otras sociedades valoradas al valor razonable incluyen, de acuerdo con la NIIF 9, el saldo de las inversiones de capital en otras sociedades valoradas previamente al costo. El cambio se debe principalmente a los ajustes que se detallan a continuación:

Millones de euros	% participación		% participación		Variación
	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	
Galsi	14	17	17.6%	17.6%	(3)
Empresa Propietaria de la Red SA	17	5	11.1%	11.1%	12
European Energy ExVariación	8	6	2.2%	2.2%	2
Athonet Srl	7	-	16.0%	-	7
Korea Line Corporation	2	2	0.3%	0.3%	-
TAE Technologies Inc.	1	5	1.2%	1.2%	(4)
Echelon	-	1	-	7.1%	(1)
Otros	14	22			(8)
<b>Total</b>	<b>63</b>	<b>58</b>			<b>5</b>

## a. Otros activos financieros no corrientes incluidos en la deuda financiera neta

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
Títulos valorados al valor razonable con cambios en el ORI	360	382	(22)	-5.8%
Deudores financieros por déficit del sistema eléctrico español	-	3	(3)	-
Otras cuentas financieras a cobrar	2,912	2,059	853	41.4%
<b>Total</b>	<b>3,272</b>	<b>2,444</b>	<b>828</b>	<b>33.9%</b>

Los valores medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales representan instrumentos financieros en los que las compañías de seguros holandesas invierten una parte de su liquidez.

Las otras cuentas financieras por cobrar aumentaron en 853 millones de euros en 2018 en comparación con el año anterior. El cambio refleja principalmente los siguientes factores:

- > un aumento de 427 millones de euros en las cuentas financieras por cobrar de Enel Finance International a las empresas Kino tras su desconsolidación;
- > un ajuste en el valor razonable, por importe de 320 millones de euros, de la cuenta financiera a cobrar derivada de la venta del 50% de Slovak Power Holding tras la actualización de la fórmula de fijación de precios incluida en los acuerdos con EPH. El cambio del año tiene en cuenta una serie de parámetros, como la evolución de la situación financiera neta de Slovenské elektrárne, la evolución de los precios de la energía en el mercado eslovaco, los niveles de eficiencia operativa de Slovenské elektrárne basados en los valores de referencia establecidos en el acuerdo y el valor de empresa de las unidades 3 y 4 de Mochovce.

Estos incrementos sólo fueron parcialmente compensados por la disminución de los depósitos de seguridad de 106 millones de euros.

## 27. Otros activos no corrientes – 1,272 millones de euros

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
Deudores de los operadores institucionales del mercado	200	200	-	-
Otras cuentas por cobrar	1,072	864	208	24.1%
<b>Total</b>	<b>1,272</b>	<b>1,064</b>	<b>208</b>	<b>19.5%</b>

Al 31 de diciembre de 2018, el importe de los créditos frente a los operadores institucionales del mercado ascendía a 200 millones de euros, manteniéndose prácticamente invariable respecto al año anterior.

A 31 de diciembre de 2018, otras cuentas por cobrar incluían principalmente créditos fiscales por importe de 231 millones de euros (261 millones de euros a 31 de diciembre de 2017), depósitos de seguridad por importe de 307 millones de euros (189 millones de euros a finales de 2017) y subvenciones no monetarias a recibir por certificados verdes por importe de 50 millones de euros (61 millones de euros a 31 de diciembre de 2017). La variación del ejercicio refleja principalmente la consolidación de Enel Distribuição São Paulo y la contraprestación contingente (91 millones de euros) relacionada con el desarrollo de nuevos proyectos (los parques eólicos High Lonesome, Outlaw y Road Runner).

## 28. Inventarios – 2,818 millones de euros

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
<b>Materias primas, consumibles y suministros:</b>				
- combustible	1,260	1,215	45	3.7%
- materiales, equipos y otros inventarios	1,345	1,136	209	18.4%
<b>Total</b>	<b>2,605</b>	<b>2,351</b>	<b>254</b>	<b>10.8%</b>
<b>Certificados medioambientales:</b>				
- Derechos de emisión de CO2	119	287	(168)	-58.5%
- certificados ecológicos	16	14	2	14.3%
- certificados blancos	-	1	(1)	-
<b>Total</b>	<b>135</b>	<b>302</b>	<b>(167)</b>	<b>-55.3%</b>
Edificios disponibles para la venta	57	62	(5)	-8.1%
Pagos a cuenta	21	7	14	-
<b>TOTAL</b>	<b>2,818</b>	<b>2,722</b>	<b>96</b>	<b>3.5%</b>

Las materias primas, consumibles y suministros ascendían a 2.605 millones de euros a 31 de diciembre de 2018 (2.351 millones de euros en 2017), y consisten en inventarios de combustibles, en particular de gas natural, para cubrir las necesidades de las empresas de generación y las actividades comerciales, así como de materiales y equipos para la operación, mantenimiento y construcción de plantas y redes de distribución. Durante el ejercicio, el incremento global de las existencias (96 millones de euros) se debió principalmente al incremento de este último componente, así como al incremento de las existencias de gas natural.

Por otro lado, los inventarios de derechos de emisión de CO2 han disminuido debido al cumplimiento por parte del Grupo y a la reducción de los derechos de emisión con fines comerciales.

Los inmuebles disponibles para la venta están relacionados con el resto de unidades de la cartera inmobiliaria del Grupo y son principalmente edificios civiles.

## 29. Deudores comerciales – 13,587 millones de euros

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
<b>Customers:</b>				
- venta y transporte de electricidad	8,556	11,123	(2,567)	-23.1%
- distribución y venta de gas	1,145	2,029	(884)	-43.6%
- otros activos	3,687	1,234	2,453	-
<b>Total cuentas por cobrar a clientes</b>	<b>13,388</b>	<b>14,386</b>	<b>(998)</b>	<b>-6.9%</b>
Cuentas por cobrar a empresas asociadas y Acuerdos conjuntos	199	143	56	39.2%
<b>TOTAL</b>	<b>13,587</b>	<b>14,529</b>	<b>(942)</b>	<b>-6.5%</b>

Las cuentas comerciales por cobrar a clientes se registran netas de provisiones para insolvencias, que ascienden a 2.828 millones de euros al cierre del ejercicio, frente a un saldo de 2.402 millones de euros al cierre del ejercicio anterior.

Específicamente, la reducción para el período se debió principalmente a menores cuentas por cobrar por la venta y transporte de electricidad y por la venta de gas natural, a un aumento en las asignaciones y al mayor uso del factoraje. Para más información sobre las cuentas comerciales por cobrar, véase la nota 43 "Instrumentos financieros".

### 30. Otros activos financieros corrientes – 5,160 millones de euros

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
Current financial assets included in net debt	5,003	4,458	545	12.2%
Other	157	156	1	0.6%
<b>Total</b>	<b>5,160</b>	<b>4,614</b>	<b>546</b>	<b>11.8%</b>

#### b. Otros activos financieros corrientes incluidos en la deuda financiera neta - 5,003 millones de euros

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
Parte a corto plazo de las cuentas a cobrar financieras a largo plazo	1,522	1,094	428	39.1%
Créditos por factoraje	-	42	(42)	-
Títulos valorados a valor razonable con cambios en el ORI	72	69	3	4.3%
Cuentas financieras a cobrar y garantía en efectivo	2,559	2,664	(105)	-3.9%
Otros	850	589	261	44.3%
<b>Total</b>	<b>5,003</b>	<b>4,458</b>	<b>545</b>	<b>12.2%</b>

Los otros activos financieros corrientes incluidos en la deuda financiera neta ascienden a 5,003 millones de euros (4,458 millones de euros al 31 de diciembre de 2017).

La variación se debe principalmente al aumento de la parte a corto plazo de los créditos financieros a largo plazo, que aumentaron en 428 millones de euros debido principalmente al aumento de los créditos financieros del sistema eléctrico español para la financiación del déficit de tarifas, así como a la consolidación de Enel Distribuição São Paulo.

El agregado "otros" también aumentó, en 261 millones de euros, debido al aumento de las cuentas financieras a cobrar reconocidas por Enel Finance International a las empresas mexicanas del Proyecto Kino, que se contabilizan por el método de la participación.

Por su parte, las cuentas financieras a cobrar y las garantías en efectivo disminuyeron en 105 millones de euros como consecuencia de la reducción de las garantías en efectivo pagadas a las contrapartes por las operaciones con derivados en mercados no organizados sobre tipos de interés y tipos de cambio.

### 31. Otros activos corrientes – 2,983 millones de euros

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
Créditos de los operadores institucionales del mercado	745	853	(108)	-12.7%
Anticipos a proveedores	299	217	82	37.8%
Créditos de los empleados	30	20	10	50.0%
Créditos por cobrar a terceros	1,139	872	267	30.6%
Deudores fiscales varios	622	517	105	20.3%
Ingresos y gastos operativos devengados por anticipado	148	150	(2)	-1.3%
Ingresos por contratos de construcción	-	66	(66)	-
<b>Total</b>	<b>2,983</b>	<b>2,695</b>	<b>288</b>	<b>10.7%</b>

Entre las cuentas por cobrar a operadores de mercados institucionales se incluyen las cuentas por cobrar al sistema italiano por importe de 526 millones de euros (575 millones de euros a 31 de diciembre de 2017) y al sistema español por importe de 185 millones de euros (260 millones de euros a 31 de diciembre de 2017). La reducción del período refleja principalmente el cobro de la bonificación social de 2017, correspondiente a los ejercicios 2014, 2015 y 2016, tras una sentencia a favor de Endesa. Incluyendo la parte de las cuentas a cobrar clasificadas como a largo plazo por importe de 200 millones de euros (200 millones de euros en 2017), las cuentas a cobrar a los operadores institucionales del mercado a 31 de diciembre de 2018 ascendían a 945 millones de euros (1,053 millones de euros a 31 de diciembre de 2017), con unas cuentas a pagar de 4,117 millones de euros (5,029 millones de euros a 31 de diciembre de 2017).

El aumento de 267 millones de euros en las cuentas a cobrar a terceros se debe principalmente a la venta de las ocho empresas de energías renovables en México, ya que en este epígrafe se incluye la cuenta a cobrar de Enel Green Power SpA al inversor institucional Caisse de dépôt et placement du Québec y al vehículo de inversión CKD Infraestructura México SA de Cv.

El aumento de 105 millones de euros en créditos fiscales diversos se debe a los mayores pagos anticipados de IVA en comparación con el importe pagado en 2017.

Los ingresos por contratos de construcción a 31 de diciembre de 2018 (por importe de 135 millones de euros) han sido reclasificados a activos derivados de contratos con clientes tras la aplicación del enfoque simplificado permitido por la NIIF 15. Por este motivo, los saldos a 31 de diciembre de 2017 (66 millones de euros) no han sido reclasificados.

### 32. Efectivo y equivalente de efectivo – 6,630 millones de euros

El efectivo y los equivalentes de efectivo, que se detallan en el cuadro siguiente, no están restringidos por ningún gravamen, excepto 52 millones de euros, que corresponden esencialmente a depósitos pignorados para garantizar las transacciones realizadas.

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
Depósitos bancarios y postales	5,531	6,487	(956)	-14.7%
Efectivo y equivalentes de efectivo en caja	328	343	(15)	-4.4%
Otras inversiones de liquidez	771	191	580	-
<b>Total</b>	<b>6,630</b>	<b>7,021</b>	<b>(391)</b>	<b>-5.6%</b>

### 33. Activos y grupos enajenables de elementos clasificados como mantenidos para la venta – 688 millones y 407 millones de euros

El movimiento de los activos mantenidos para la venta durante el ejercicio 2018 se detalla a continuación:

Millones de euros

	Al 31 de dic 2017	Reclasificación de/a activos corrientes y no corrientes	Disposiciones y variaciones en consolidación	Otras variaciones	Al 31 de dic. 2018
Propiedades, planta y equipo	1,501	550	(1,884)	444	611
Activos intangibles	87	(45)	(36)	(1)	5
Fondo de comercio	38	23	(38)	-	23
Activos por impuestos diferidos	109	1	(118)	8	-
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	6	(6)	-	-	-
Activos financieros no corrientes	-	-	-	-	-
Otros activos no corrientes	2	(2)	-	1	1
Efectivo y equivalentes de efectivo	30	18	(105)	78	21
Activos financieros corrientes	3	-	-	(3)	-
Inventarios, cuentas por cobrar y otros activos corrientes	193	30	(231)	35	27
<b>Total</b>	<b>1,970</b>	<b>569</b>	<b>(2,412)</b>	<b>561</b>	<b>688</b>

El movimiento de los pasivos en 2018 ha sido el siguiente:

Millones de euros

	Al 31 de dic 2017	Reclasificación de/a activos corrientes y no corrientes	Disposiciones y variaciones en consolidación	Otras variaciones	Al 31 de dic. 2018
Préstamos a largo plazo	416	(282)	(1,429)	1,394	99
Beneficio a los empleados	-	-	-	-	-
Provisiones para riesgos y gastos, parte no corriente	-	2	(1)	-	1
Pasivos por impuesto diferido	113	(14)	(116)	17	-
Pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-
Otros pasivos no corrientes	58	(53)	-	-	5
Préstamos a corto plazo	980	(685)	-	(11)	284
Otros pasivos financieros corrientes	2	3	-	(3)	2
Provisiones por riesgos y gastos, parte corriente	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar y otros pasivos corrientes	160	12	(41)	(115)	16
<b>Total</b>	<b>1,729</b>	<b>(1,017)</b>	<b>(1,587)</b>	<b>1,282</b>	<b>407</b>

Los activos y pasivos mantenidos para la venta a 31 de diciembre de 2018 ascienden a 688 y 407 millones de euros, respectivamente, y corresponden principalmente al valor contable de tres plantas solares en Brasil que, por decisión de la Dirección, cumplen los requisitos de la NIIF 5 para su clasificación como mantenidas para la venta.

El cambio del periodo se refiere esencialmente a la venta de una participación del 80% en ocho sociedades de proyectos mexicanas (Proyecto Kino) clasificadas como mantenidas para la venta al 31 de diciembre de 2017 y que ahora se contabilizan por el método de la participación para el resto de las acciones atribuibles al Grupo, así como a la reclasificación de las sociedades de proyectos relacionadas con el parque eólico de Kafireas como no disponibles para la venta, ya que ya no se cumplían las condiciones para la venta.

## 34. Patrimonio neto – 47,852 millones de euros

### 34.1 Patrimonio neto de los accionistas de la Sociedad Dominante – 31,720 millones de euros

#### Capital social – 10,167 millones de euros

Al 31 de diciembre de 2018, de acuerdo con el registro de accionistas y las notificaciones enviadas a CONSOB y recibidas por la Sociedad de conformidad con el artículo 120 del Decreto Legislativo 58 del 24 de febrero de 1998, así como otra información disponible, los accionistas con una participación superior al 3% en el capital social de la Sociedad eran el Ministerio de Economía y Finanzas (con una participación del 23,585%). Además, BlackRock Inc. informó que mantenía, a través de sus subsidiarias, una "inversión agregada" (representada por acciones con derecho a voto, acciones en acuerdos de préstamo de valores y otras posiciones largas con liquidación en efectivo que implicaban contratos por diferencias) del 4,827% al 5 de septiembre de 2018 con fines de gestión de activos. A partir de ese momento, BlackRock queda exenta de la obligación de notificar inversiones significativas en Enel de conformidad con el artículo 119-bis, párrafos 7 y 8, del Reglamento de Emisores aprobado mediante Resolución CONSOB No. 11971 de 14 de mayo de 1999.

#### Otras reservas – 1,700 millones de euros

##### Reserva de primas de emisión – 7,489 millones de euros

De conformidad con el artículo 2431 del Código Civil italiano, la reserva de prima de emisión contiene, en caso de emisión de acciones a un precio superior a la par, 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 podrá distribuirse 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 distribuirse en forma de dividendos.

##### Otras reservas – 2,262 millones de euros

Estos incluyen 2,215 millones de euros correspondientes a la parte restante de las correcciones de valor realizadas cuando Enel pasó de ser una entidad pública a ser una sociedad anónima.

De conformidad con el artículo 47 del Código Único del Impuesto a la Renta (Testo Unico Imposte sul Reddito, o "TUIR"), esta cantidad no constituye una renta imponible cuando se distribuye.

##### Reserva por conversión de estados financieros en monedas distintas del euro – (3,317) millones de euros

La disminución del ejercicio, de 703 millones de euros, se debe principalmente al fortalecimiento neto de la moneda funcional frente a las divisas utilizadas por las filiales.

##### Reservas por valoración de instrumentos financieros de cobertura de flujos de efectivo – (1,745) millones de euros

Esto incluye los cargos netos reconocidos en el patrimonio neto por la valoración de los derivados de cobertura de flujos de efectivo. El efecto fiscal acumulado es de 513 millones de euros.

**Reservas por valoración de costes de instrumentos financieros de cobertura – (258) 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 base de la moneda y los puntos forward.

**Reservas por valoración de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en otros resultados integrales – 16 millones de euros**

Incluye los ingresos netos no realizados procedentes de la valoración a valor razonable de los activos financieros.

El incremento de 36 millones de euros en el ejercicio se debe principalmente a la venta de la participación del 7,1% en Echelon Corporation.

No existe un efecto impositivo acumulativo sobre la reserva debido a las normas fiscales incentivadas en los países en los que se mantienen dichos instrumentos.

**Reserva de participaciones bajo método de la participación – (63) millones de euros**

La reserva registra la parte de la utilidad integral que se reconoce directamente en el patrimonio de las compañías que se contabilizan por el método de participación. El efecto fiscal acumulado es de 22 millones de euros.

**Reserva por revalorización de pasivos/(activos) netos de planes de prestación definida – (714) millones de euros**

Esta reserva incluye todas las ganancias y pérdidas actuariales, netas de efectos fiscales. El cambio es atribuible principalmente a la disminución en las pérdidas actuariales netas reconocidas durante el período, reflejando principalmente cambios en la tasa de descuento. El efecto fiscal acumulado es de 121 millones de euros.

**Reserva por enajenación de participaciones sin pérdida de control – (2,381) millones de euros**

Este punto se refiere principalmente a los informes:

- > la plusvalía registrada en la oferta pública de acciones de Enel Green Power, neta de los gastos asociados a la enajenación y a la tributación correspondiente;
- > la venta de los intereses minoritarios reconocidos como consecuencia de la ampliación de capital de Enersis (actualmente Enel Américas y Enel Chile);
- > la pérdida de capital, neta de los gastos asociados a la enajenación y a la tributación correspondiente, de la oferta pública del 21,92% de Endesa;
- > los ingresos por la enajenación del interés minoritario en Enel Green Power North America Renewable Energy Partners;
- > los efectos de la fusión en Enel Américas de Endesa Américas y Chilectra Américas;
- > la enajenación a terceros de una participación minoritaria sin pérdida de control en Enel Green Power North America Renewable Energy Partners.

La variación del periodo asciende a 17 millones de euros, que corresponden a los ingresos derivados de la venta de participaciones minoritarias en determinadas sociedades sudafricanas.

**Reserva por adquisiciones de participaciones no dominantes – (1,623) millones de euros**

Esta reserva incluye principalmente el excedente de los precios de adquisición respecto al valor contable de los fondos propios adquiridos como consecuencia de la adquisición a terceros de participaciones adicionales en sociedades ya controladas en América del Sur y en Italia (Enel Green Power SpA).

La disminución del período, de 460 millones de euros, se debe principalmente a los efectos de:

- > la operación "Elqui", que ha supuesto un incremento consolidado de la inversión total en Enel Chile del 1,3%, el efecto combinado de la venta del 38% de Enel Green Power Chile, tras la fusión de Enel Green Power Latin America SA con Enel Chile, y de la licitación pública de Enel Generación Chile, que ha supuesto la compra de un 33,6% adicional;

- > el aumento de la participación del 2,43% en Enel Américas sobre la base de las disposiciones de los dos acuerdos de canje de acciones con una institución financiera, con el fin de aumentar la participación en Enel Américas hasta un máximo del 5%.

### Ganancias y pérdidas acumuladas – 19,853 millones de euros

Esta reserva reporta las ganancias de años anteriores que no han sido distribuidas o asignadas a otras reservas.

La siguiente tabla muestra los cambios en las ganancias y pérdidas reconocidas directamente en otra utilidad integral, incluyendo las participaciones no controladoras, con un reporte específico de los efectos fiscales relacionados.

Millones de euros												
	al 31 de dic. 2017						Variación		Al 31 de dic. 2018			
	Total	de los cuales, sociedad dominante	de los cuales, parti. No dominante	Ganancias/ (pérdidas) reconocidas en el patrimonio neto	Libera do en estado de resultados	Imp uest os	Total	de los cuales, sociedad dominante	de los cuales, parti. No dominante	Total	de los cuales, sociedad dominante	de los cuales, parti. No dominante
Reserva por conversión de estados financieros en monedas distintas del euro	(5,422)	(2,597)	(2,825)	(1,287)	-	-	(1,287)	(609)	(678)	(6,709)	(3,206)	(3,503)
Reserva por valoración de instrumentos financieros de cobertura de flujos de efectivo	(1,455)	(1,230)	(225)	(101)	(519)	68	(552)	(491)	(61)	(2,007)	(1,721)	(286)
Reservas por valoración de costes de instrumentos financieros de cobertura	(348)	(348)	-	83	-	-	83	90	(7)	(265)	(258)	(7)
Reserva por valoración de activos financieros en FVOCI	(1)	-	(1)	(3)	-	-	(3)	(3)	-	(4)	(3)	(1)
Participación de OCI en empresas asociadas contabilizadas por el método de la participación	(52)	(54)	2	(62)	-	5	(57)	(58)	1	(109)	(112)	3
Reservas por valoración de participaciones en otras sociedades	(23)	(23)	-	12	-	-	12	12	-	(11)	(11)	-
Correcciones de valor de los pasivos/(activos) netos por prestaciones a los empleados	(853)	(664)	(189)	(172)	-	52	(120)	(63)	(57)	(973)	(727)	(246)
<b>Total ganancias/(pérdidas) reconocidas en el patrimonio neto</b>	<b>(8,154)</b>	<b>(4,916)</b>	<b>(3,238)</b>	<b>(1,530)</b>	<b>(519)</b>	<b>125</b>	<b>(1,924)</b>	<b>(1,122)</b>	<b>(802)</b>	<b>(10,078)</b>	<b>(6,038)</b>	<b>(4,040)</b>

## 34.2 Dividendos

	Importe distribuido (Millones de euros)	Dividendos por acción (euro)
<b>Dividendos netos pagados en 2017:</b>		
Dividendos para 2016	1,830	0.18
Dividendos a cuenta para 2017 (1)	-	-
Dividendos especiales	-	-
<b>Total dividendo pagado en 2017</b>	<b>1,830</b>	<b>0.18</b>
<b>Dividendos netos pagados en 2018:</b>		
Dividendos para 2017	2,410	0.24
Dividendos a cuenta para 2018 (2)	-	-
Dividendos especiales	-	-
<b>Total dividendo pagado en 2018</b>	<b>2,410</b>	<b>0.24</b>

(1) Aprobado por el Consejo de Administración el 8 de noviembre de 2017 y desembolsado a partir del 24 de enero de 2018 (dividendo a cuenta de 0,11 euros por acción por un total de 1.068 millones de euros).

(2) Aprobado por el Consejo de Administración el 6 de noviembre de 2018 y desembolsado 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).

El dividendo de 2018, equivalente a 0,28 euros por acción, por un total de 2.847 millones de euros (de los cuales 0,14 euros por acción, por un total de 1,423 millones de euros, ya abonados como dividendo a cuenta a partir del 23 de enero de 2019), se propondrá a la Junta General de Accionistas del 16 de mayo de 2019, en una sola convocatoria.

## Gestión del capital

Los objetivos del Grupo para la gestión del capital incluyen la salvaguarda del negocio como negocio en marcha, la creación de valor para los grupos de interés y el apoyo al desarrollo del Grupo. En particular, el Grupo trata de mantener una capitalización adecuada que le permita obtener una rentabilidad satisfactoria para los accionistas y asegurar el acceso a fuentes externas de financiación, en parte mediante el mantenimiento de una calificación adecuada.

En este contexto, el Grupo gestiona su estructura de capital y la ajusta cuando las condiciones económicas así lo requieren. No hubo cambios sustanciales en los objetivos, políticas o procesos en 2018.

Para ello, el Grupo realiza un seguimiento constante de la evolución del nivel de endeudamiento en relación con los fondos propios. La situación al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se resume en la siguiente tabla.

Millones de euros

	Al 31 de dic, 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación
Situación financiera no corriente	48,983	42,439	6,544
Situación financiera neta actual	(4,622)	(2,585)	(2,037)
	(3,272)	(2,444)	(828)
<b>Deudores financieros no corrientes y valores a largo plazo</b>	<b>41,089</b>	<b>37,410</b>	<b>3,679</b>
Deuda financiera neta	31,720	34,795	(3,075)
Patrimonio neto de los accionistas de la Sociedad Dominante	16,132	17,366	(1,234)
<b>Participaciones no dominantes</b>	<b>47,852</b>	<b>52,161</b>	<b>(4,309)</b>
<b>Fondos propios</b>	<b>0.86</b>	<b>0.72</b>	-

El incremento porcentual en el uso de la deuda es atribuible a la reducción de los fondos propios consolidados del Grupo de 3,704 millones de euros por la aplicación retrospectiva de la NIIF 9 y la NIIF 15 y, en parte, al incremento de la deuda financiera neta.

Véase la nota 41 para un desglose de las partidas individuales del cuadro.

### 34.3 Participaciones no dominantes – 16,132 millones de euros

La siguiente tabla muestra la composición de las participaciones no dominantes por división.

Millones de euros

	Participación no dominante		Resultado neto atribuible a la parte no dominante	
	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic. 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic. 2017
Italy	7	4	-	-
Iberia	6,405	6,954	386	396
South America	8,185	8,934	1,062	1,020
Europe and Euro-Mediterranean Affairs	908	1,002	68	67
North and Central America	402	387	37	60
Africa, Asia and Oceania	225	85	8	7
<b>Total</b>	<b>16,132</b>	<b>17,366</b>	<b>1,561</b>	<b>1,550</b>

Cabe destacar que la disminución de la participación atribuible a las participaciones no dominantes se refiere principalmente al efecto de los tipos de cambio, a los dividendos en América del Sur y en Endesa, y al cambio en el perímetro de consolidación asociado a la operación "Elqui".

## 35. Préstamos

Millones de euros	No corriente		Corriente	
	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017
Préstamos a largo plazo	48,983	42,439	3,367	7,000
Préstamos a corto plazo	-	-	3,616	1,894
<b>Total</b>	<b>48,983</b>	<b>42,439</b>	<b>6,983</b>	<b>8,894</b>

Para más información sobre la naturaleza de los préstamos, véase la nota 43 "Instrumentos financieros".

## 36. Beneficios a los empleados – 3,187 millones de euros

El Grupo proporciona a sus empleados una variedad de beneficios, incluyendo beneficios de compensación diferida, pago de meses adicionales por haber alcanzado los límites de edad o elegibilidad para la pensión de vejez, bonos de lealtad por el logro de los hitos de antigüedad, planes suplementarios de jubilación y 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 debidas en virtud de los regímenes complementarios de jubilación de los directivos jubilados y las prestaciones debidas al personal en virtud de la ley o de un contrato en el momento de la extinción de la relación laboral. Para las sociedades extranjeras, el epígrafe recoge las prestaciones post-empleo, de las que las más significativas corresponden a los planes de pensiones de Endesa en España, que se desglosan en tres tipos que difieren en función de la antigüedad de los empleados y de la empresa. En general, de acuerdo con el acuerdo marco del 25 de octubre de 2000, los empleados participan en un plan de pensiones específico de contribución definida y, en casos de discapacidad o fallecimiento de empleados en servicio, en un plan de prestaciones definidas que está cubierto por pólizas de seguro adecuadas. Además, el grupo cuenta con otros dos planes de afiliación 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 convenio marco antes mencionado y (ii) para los empleados de las antiguas empresas catalanas (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Ambos son planes de prestaciones definidas y las prestaciones están plenamente aseguradas, a excepción del anterior plan de prestaciones en caso de fallecimiento de un empleado jubilado. Por último, las empresas brasileñas también han establecido planes de prestaciones definidas;
- > la partida "descuento de electricidad" incluye los beneficios relacionados con el suministro de electricidad asociados al extranjero empresas. En el caso de Italia, esta prestación, que se concedió hasta finales de 2015 únicamente a los trabajadores jubilados, se anuló unilateralmente;
- > la partida "seguro de enfermedad" incluye las prestaciones para los empleados en activo o jubilados que cubren los gastos médicos;
- > Otras prestaciones" se refieren principalmente a la prima de fidelidad, que se adopta en varios países, y para Italia está representada por el pasivo estimado por la prestación que da derecho a los empleados cubiertos por el convenio colectivo nacional de los trabajadores del sector eléctrico a una prima por el cumplimiento de los hitos de antigüedad (25º y 35º años de servicio). También incluye otros planes de incentivos, que prevén la concesión a determinados directivos de la Compañía de un bono monetario sujeto a condiciones específicas.

La siguiente tabla muestra los cambios en la obligación por beneficios definidos por post-empleo y otras prestaciones a largo plazo a los empleados al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, respectivamente, así como una conciliación de dicha obligación con el pasivo actuarial.

Millones de euros	2018					2017				
	Prestaciones de jubilación	Descuento de electricidad	Seguro de salud	Otros beneficios	Total	Prestaciones de jubilación	Descuento de electricidad	Seguro de salud	Otros beneficios	Total
<b>VARIACIONES EN LA OBLIGACIÓN ACTUARIAL</b>										
<b>Obligación actuarial al inicio del ejercicio</b>	<b>2,413</b>	<b>739</b>	<b>253</b>	<b>254</b>	<b>3,659</b>	<b>2,440</b>	<b>847</b>	<b>231</b>	<b>284</b>	<b>3,802</b>
Coste del servicio actual	16	4	5	36	61	17	5	5	47	74
Gastos por intereses	247	14	10	5	276	118	16	11	7	152
(Ganancias)/Pérdidas actuariales derivadas de las variaciones de las hipótesis demográficas	(2)	-	-	-	(2)	2	-	(2)	(1)	(1)
(Ganancias)/Pérdidas actuariales derivadas de las variaciones en las hipótesis financieras	213	(10)	4	(5)	202	54	30	3	2	89
Ajustes de la experiencia	21	48	2	7	78	(35)	(138)	15	(5)	(163)
Coste de los servicios pasados	(1)	-	-	7	6	5	-	-	-	5
(Ganancias)/Pérdidas derivadas de las liquidaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ExVariación diferencias	(114)	(1)	(9)	(6)	(130)	(124)	(1)	(12)	(6)	(143)
Aportes del empleador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contribuciones de los empleados	2	-	-	-	2	1	-	-	-	1
Beneficios pagados	(370)	(30)	(12)	(65)	(477)	(226)	(22)	(12)	(79)	(339)
Otras Variaciones	2,647	3	-	(2)	2,648	161	2	14	5	182
Pasivos clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Obligación actuarial al cierre del ejercicio (A)</b>	<b>5,072</b>	<b>767</b>	<b>253</b>	<b>231</b>	<b>6,323</b>	<b>2,413</b>	<b>739</b>	<b>253</b>	<b>254</b>	<b>3,659</b>
<b>VARIACIÓN EN LOS ACTIVOS DEL PLAN</b>										
<b>Valor razonable de los activos afectos al plan al inicio del ejercicio</b>	<b>1,317</b>	-	-	-	<b>1,317</b>	1,272	-	-	-	<b>1,272</b>
Ingresos por intereses	173	-	-	-	173	83	-	-	-	83
Rendimiento esperado de los activos del plan, excluyendo los montos incluidos en los ingresos por intereses	70	-	-	-	70	53	-	-	-	53
ExVariación diferencias	(82)	-	-	-	(82)	(94)	-	-	-	(94)
Aportes del empleador	171	30	12	24	237	142	22	12	23	199
Contribuciones de los empleados	2	-	-	-	2	1	-	-	-	1
Beneficios pagados	(370)	(30)	(12)	(24)	(436)	(226)	(22)	(12)	(23)	(283)
Otros pagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Variaciones en el perímetro de consolidación</b>	<b>1,879</b>	-	-	-	<b>1,879</b>	86	-	-	-	86
<b>Valor razonable de los activos afectos al plan al cierre del ejercicio (B)</b>	<b>3,160</b>	-	-	-	<b>3,160</b>	<b>1,317</b>	-	-	-	<b>1,317</b>
<b>EFECTO DE LA LIMITACIÓN DE ACTIVOS</b>										
<b>Límite máximo de activos al inicio del ejercicio</b>	<b>64</b>	-	-	-	<b>64</b>	<b>54</b>	-	-	-	<b>54</b>
Ingresos por intereses	4	-	-	-	4	4	-	-	-	4
Variaciones en el techo de activos	(38)	-	-	-	(38)	16	-	-	-	16
ExVariación diferencias	(6)	-	-	-	(6)	(9)	-	-	-	(9)
Variaciones en el perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Límite máximo de activos al final del año (C)</b>	<b>24</b>	-	-	-	<b>24</b>	<b>65</b>	-	-	-	<b>65</b>
<b>Pasivo neto en el balance (A-B+C)</b>	<b>1,936</b>	<b>767</b>	<b>253</b>	<b>231</b>	<b>3,187</b>	<b>1,161</b>	<b>739</b>	<b>253</b>	<b>254</b>	<b>2,407</b>

Millones de euros

	2018	2017
<b>(Ganancias)/Pérdidas cargadas a resultados</b>		
Costo de los servicios y costo de los servicios anteriores	39	40
Gastos netos por intereses	107	73
(Ganancias)/Pérdidas derivadas de las liquidaciones	-	-
(Ganancias)/Pérdidas actuariales sobre otras prestaciones a largo plazo	28	39
Otras Variaciones	(4)	(4)
<b>Total</b>	<b>170</b>	<b>148</b>

Millones de euros

	2018	2017
<b>Variación de (ganancias)/pérdidas en ORI</b>		
Rendimiento esperado de los activos del plan, excluyendo los montos incluidos en los ingresos por intereses	(70)	(53)
(Ganancias)/Pérdidas actuariales en planes de prestaciones definidas	282	(71)
Variaciones en el límite máximo de activos, excluyendo los importes incluidos en los ingresos por intereses	(38)	16
Otras Variaciones	(2)	9
<b>Total</b>	<b>172</b>	<b>(99)</b>

La variación del costo reconocido con cargo a resultados ha sido de 22 millones de euros. El impacto en la cuenta de resultados es, por tanto, mayor que en 2017, debido principalmente al efecto de los intereses sobre los fondos de pensiones de Enel Distribuição São Paulo en Brasil.

El pasivo reconocido en el balance al cierre del ejercicio se presenta neto del valor razonable de los activos afectos al plan, que asciende a 3.159 millones de euros al 31 de diciembre de 2018. Estos activos, que se encuentran íntegramente en España y Brasil, se desglosan de la siguiente manera:

	2018	2017
<b>Inversiones cotizadas en mercados activos</b>		
Instrumentos de capital	8%	4%
Títulos de renta fija	65%	37%
Inversiones inmobiliarias	4%	5%
Otros	-	-
<b>Inversiones no cotizadas</b>		
Activos poseídos por empresas de seguros	-	-
Otros	23%	54%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

En el cuadro siguiente se presentan las principales hipótesis actuariales utilizadas para calcular el pasivo en concepto de prestaciones a los empleados y los activos del plan, que son coherentes con las utilizadas el año anterior.

	Italia	Iberia	América del Sur	Otros países	Italia	Iberia	América del Sur	Otros países
	2018				2017			
Tasa de descuento	0.25%-1.50%	0.21%-1.75%	4.70%-9.15%	1.50%-8.77%	0.20%-1.50%	0.65%-1.67%	5.00%-9.93%	1.50%-7.18%
Tasa de inflación	1.50%	2.00%	3.00%-4.00%	1.50%-4.14%	1.50%	2.00%	3.00%-4.25%	1.50%-4.22%
Tasa de incremento salarial	2.50%	2.00%	3.80%-5.00%	3.00%-4.20%	1.50%-3.50%	2.00%	3.00%-7.38%	3.00%-4.22%
Tasa de aumento de los costes sanitarios	2.50%	3.20%	7.12%-8.00%	-	2.50%	3.20%	3.00%-8.00%	-
Tasa de rendimiento esperado de los activos del plan	-	1.75%	8.63%-9.04%	-	-	1.65%	9.72%-9.78%	-

La siguiente tabla muestra el resultado de un análisis de sensibilidad que demuestra los efectos en la obligación por beneficios definidos de los cambios razonablemente posibles al final del año en las hipótesis actuariales utilizadas en la estimación de la obligación.

	Prestaciones de jubilación	Descuento de electricidad	Seguro de salud	Otros beneficios	Prestaciones de jubilación	Descuento de electricidad	Seguro de salud	Otros beneficios
	Al 31 de dic. 2018				Al 31 de dic. 2017			
Disminución del 0,5% en la tasa de descuento	280	63	9	3	155	60	15	4
Aumento del 0,5% en la tasa de descuento	(243)	(59)	(12)	(9)	(121)	(55)	(18)	(10)
Aumento del 0,5% en la tasa de inflación	(5)	(59)	(3)	(6)	(20)	(63)	(14)	(9)
Disminución del 0,5% en la tasa de inflación	32	61	3	2	47	61	12	1
Incremento del 0,5% en las retribuciones	10	(2)	(3)	1	32	(1)	-	1
Aumento del 0,5% en las pensiones que se pagan actualmente	11	(2)	(3)	(3)	35	(1)	-	(3)
Incremento del 1% de los costes sanitarios	-	-	32	-	-	-	28	-
Aumento de 1 año en la esperanza de vida de los empleados activos y jubilados	155	25	8	(3)	54	25	147	(3)

El análisis de sensibilidad utilizó un enfoque que extrapola el efecto sobre la obligación por prestaciones definidas de los cambios razonables en una hipótesis actuarial individual, sin modificar las demás hipótesis.

Las aportaciones previstas para el año siguiente en planes de prestación definida ascienden a 28 millones de euros.

La siguiente tabla muestra los pagos de beneficios esperados en los próximos años para los planes de beneficios definidos.

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017
Dentro de 1 año	436	197
En 1-2 años	429	184
En 2-5 años	1,273	591
Más de 5 años	2,017	1,030

### 37. Provisiones para riesgos y gastos – 6,493 millones de euros

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018		Al 31 de dic. 2017	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
<b>Provision for litigation, risks and other charges:</b>				
- desmantelamiento nuclear	552	-	538	-
- retiro, remoción y restauración del sitio	986	71	814	64
- contienda	1,315	191	861	70
- certificados medioambientales	-	27	-	29
- impuestos y tasas	409	23	300	23
- otro	742	603	778	637
<b>Total</b>	<b>4,004</b>	<b>915</b>	<b>3,291</b>	<b>823</b>
Provisión de incentivos a la jubilación anticipada	1,177	397	1,530	387
<b>TOTAL</b>	<b>5,181</b>	<b>1,312</b>	<b>4,821</b>	<b>1,210</b>

Millones de euros	Provisión	Reversión	Utilización	Liquidación de intereses	Variación a perímetro de consolidación	Ajustes de traducción	Otras variaciones	Reclasificaciones de activos mantenidos para la venta	al 31 de dic. 2017	al 31 de dic. 2018
<b>Provisión para litigios, riesgos y otros cargos:</b>										
- desmantelamiento nuclear	538	-	-	-	8	-	-	6	-	552
- retiro, remoción y restauración del sitio	878	21	(16)	(30)	7	1	(8)	206	(2)	1,057
- contienda	931	214	(184)	(112)	56	462	(39)	178	-	1,506
- certificados medioambientales	29	27	(8)	(21)	-	-	-	-	-	27
- impuestos y tasas	323	32	(18)	(36)	3	41	3	84	-	432
- otro	1,415	237	(112)	(234)	55	20	(63)	27	-	1,345
<b>Total</b>	<b>4,114</b>	<b>531</b>	<b>(338)</b>	<b>(433)</b>	<b>129</b>	<b>524</b>	<b>(107)</b>	<b>501</b>	<b>(2)</b>	<b>4,919</b>
Provisión de incentivos por jubilación anticipada	1,917	96	(3)	(426)	(4)	-	-	(6)	-	1,574
<b>Total</b>	<b>6,031</b>	<b>627</b>	<b>(341)</b>	<b>(859)</b>	<b>125</b>	<b>524</b>	<b>(107)</b>	<b>495</b>	<b>(2)</b>	<b>6,493</b>

### **Disposición sobre el desmantelamiento de instalaciones nucleares**

Al 31 de diciembre de 2018, la provisión reflejaba únicamente los costes que se incurrirían 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 1349/03 y la Ley 24/05. La cuantificación de los costes se basa en el contrato tipo entre Endesa y las compañías eléctricas aprobado por el Ministerio de Economía en septiembre de 2001, que regula la retirada y cierre de las centrales nucleares. El horizonte temporal previsto, de tres años, corresponde al período comprendido entre la finalización de la generación eléctrica y el traspaso de la gestión de la central a Endesa (los denominados costes postfuncionales) y tiene en cuenta, entre las distintas hipótesis utilizadas para estimar el importe, la cantidad de combustible nuclear no utilizado que se espera en la fecha de cierre de cada una de las centrales nucleares españolas sobre la base de lo dispuesto en el contrato de concesión.

### **Jubilación de plantas no nucleares y provisión para la restauración de emplazamientos**

La provisión para la retirada de las instalaciones no nucleares y la restauración de emplazamientos representa el valor actual del coste estimado de retirada y retirada de las instalaciones no nucleares cuando existe una obligación legal o implícita de hacerlo. La provisión se refiere principalmente al Grupo Endesa, a Enel Produzione y a las empresas de América del Sur.

### **Provisión de litigios**

La provisión para litigios cubre los pasivos contingentes relativos a litigios pendientes y otros litigios. Incluye una estimación de las posibles obligaciones relacionadas con las controversias que surgieron durante el período, así como estimaciones revisadas de los posibles costos asociados con las controversias iniciadas en períodos anteriores. El saldo de litigios se refiere principalmente a los litigios relativos a la calidad del servicio y a los litigios con empleados, usuarios finales o proveedores de las empresas en España (170 millones de euros), Italia (182 millones de euros) y América del Sur (1,145 millones de euros).

El incremento respecto al año anterior, de 575 millones de euros, refleja principalmente el cambio en el perímetro de consolidación con la adquisición de Enel Distribuição São Paulo y las provisiones para litigios con los empleados, parcialmente compensadas por las reversiones y los usos, principalmente en Iberia, Italia y América del Sur.

### **Provisión para certificados medioambientales**

La disposición relativa a los certificados medioambientales cubre los costes relativos a las deficiencias de los certificados medioambientales necesarios para el cumplimiento de los requisitos nacionales o supranacionales de protección del medio ambiente y se refiere principalmente a Enel Energia.

### **Provisión para tasas e impuestos**

T La provisión para tasas en concepto de impuestos y derechos recoge el pasivo estimado derivado de los litigios fiscales relativos a los impuestos directos e indirectos. El saldo de la provisión también incluye la provisión para los conflictos actuales y potenciales relativos al impuesto local sobre bienes inmuebles (ya sea la Imposta Comunale sugli Immobili ("ICI") o la nueva Imposta Municipale Unica ("IMU")) en Italia. El Grupo ha tenido debidamente en cuenta los criterios establecidos en la circular no. 6/2012 del Organismo de Tierras Públicas (que resolvió cuestiones interpretativas relativas a los métodos de valoración de los bienes muebles que se consideran pertinentes a efectos del registro de la propiedad, incluidos determinados bienes típicos de las plantas de generación, como las turbinas) al estimar el pasivo por esos impuestos, tanto a los efectos de cuantificar el riesgo probable asociado a los litigios pendientes como de generar una valoración razonable de los cargos futuros probables en las posiciones que aún no han sido evaluadas por las oficinas del Organismo de Tierras y los municipios.

El incremento respecto al año anterior, de 109 millones de euros, refleja principalmente el cambio en el perímetro de consolidación con la adquisición de Enel Distribuição São Paulo, compensado en parte por las reversiones y los usos, principalmente en España e Italia.

### Otras provisiones

Otras provisiones cubren diversos riesgos y gastos, principalmente en relación con conflictos reglamentarios y con las autoridades locales en relación con diversos derechos y tasas u otros gastos.

La disminución de 70 millones de euros en el ejercicio se debe principalmente a la reversión de parte de la provisión asignada por e-distribución para los gastos a pagar en relación con fenómenos meteorológicos excepcionales, a la utilización por parte de Enel Global Trading de las provisiones relacionadas con el abandono de los proyectos de gas en Argelia, a la revocación por parte de Enel Energia de la cláusula de cambio de marca a raíz de la transferencia de los puntos de venta del Servizio Elettrico Nazionale a Enel Energia debido a la abolición del mercado regulado en 2020, que fue parcialmente compensada por la cláusula asignada por el Servizio Elettrico Nazionale a raíz de un procedimiento sancionador incoado por la autoridad de defensa de la competencia y por el cambio en el alcance de la consolidación a raíz de la adquisición de Enel Distribuição São Paulo.

### Provisión de incentivos a la jubilación anticipada

La provisión para incentivos a la jubilación anticipada incluye los gastos estimados relacionados con los acuerdos vinculantes para la rescisión voluntaria de los contratos de trabajo en respuesta a las necesidades de la organización. La reducción de 343 millones de euros en el ejercicio refleja, entre otros factores, la utilización de las provisiones de incentivos establecidas en España e Italia en años anteriores.

En Italia, este último está ampliamente asociado a los acuerdos entre sindicatos y empresas firmados en septiembre de 2013 y diciembre de 2015, por los que se aplica, para varias empresas italianas, el mecanismo previsto en el artículo 4, apartados 1 a 7 ter, de la Ley 92/2012 (Ley Fornero). Este último acuerdo prevé el cese voluntario, 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 ASV fue acordado en España en el marco del 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 compañía 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 fechas posteriores de renovación anual para los empleados que participaban en el mecanismo.

## 38. Otros pasivos no corrientes – 1,901 millones de euros

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
Gastos de explotación devengados e ingresos diferidos	484	929	(445)	-47.9%
Otros artículos	1,417	1,074	343	31.9%
<b>Total</b>	<b>1,901</b>	<b>2,003</b>	<b>(102)</b>	<b>-5.1%</b>

La reducción de 445 millones de euros en gastos de explotación devengados e ingresos diferidos se debe principalmente a la reclasificación de los ingresos diferidos por comisiones recibidas de clientes como pasivos derivados de contratos con clientes en aplicación de la NIIF 15.

El incremento del resto de partidas corresponde principalmente a las deudas por impuestos reconocidas por las compañías de energías renovables en Norteamérica por importe de 325 millones de euros como consecuencia del inicio de operaciones en las plantas de Diamond Vista, HillTopper, Rattlesnake y Fenner.

### 39. Acreedores comerciales – 13,387 millones de euros

La partida asciende a 13,387 millones de euros (12,671 millones de euros en 2017) e incluye deudas por suministros de electricidad, combustible, materiales, equipos asociados a licitaciones y otros servicios.

Más concretamente, las deudas comerciales con vencimiento inferior a doce meses ascendían a 12,718 millones de euros (11,965 millones de euros en 2017), mientras que las que vencían en más de doce meses ascendían a 669 millones de euros (706 millones de euros en 2017).

### 40. Otros pasivos financieros corrientes – 788 millones de euros

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
Pasivos financieros diferidos	654	857	(203)	-23.7%
Otros elementos	134	97	37	38.1%
<b>Total</b>	<b>788</b>	<b>954</b>	<b>(166)</b>	<b>-17.4%</b>

La disminución de otros pasivos financieros corrientes es atribuible a la disminución de 203 millones de euros de los pasivos financieros diferidos como resultado de una disminución de los pasivos devengados sobre bonos. Las otras partidas se refieren principalmente a importes debidos por intereses devengados.

### 41. Posición financiera neta y títulos y cuentas a cobrar a largo plazo – 41,089 millones de euros

El cuadro siguiente muestra la situación financiera neta y los títulos y créditos financieros a largo plazo sobre la base de las partidas del balance de situación consolidado.

Millones de euros

	Notes	al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
Préstamos a largo plazo	43	48,983	42,439	6,544	15.4%
Préstamos a corto plazo	43	3,616	1,894	1,722	90.9%
Otros pasivos financieros corrientes <sup>(1)</sup>		28	-	28	-
Porción corriente de préstamos a largo plazo	43	3,367	7,000	(3,633)	-51.9%
Activos financieros no Corrientes incluidos en la deuda	26.1	(3,272)	(2,444)	(828)	-33.9%
Activos financieros Corrientes incluidos en la deuda	30.1	(5,003)	(4,458)	(545)	-12.2%
Efectivo y equivalentes de efectivo	32	(6,630)	(7,021)	391	5.6%
<b>Total</b>		<b>41,089</b>	<b>37,410</b>	<b>3,679</b>	<b>9.8%</b>

(1) Incluye las deudas financieras corrientes incluidas en el epígrafe de otros pasivos financieros corrientes.

De acuerdo con las instrucciones de la CONSOB de 28 de julio de 2006, en el siguiente cuadro se presenta la situación financiera neta al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, reconciliada con la deuda financiera neta según lo previsto en los métodos de presentación del Grupo Enel.

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
Efectivo y equivalentes en mano	328	343	(15)	-4.4%
Depósitos bancarios y postales	5,531	6,487	(956)	-14.7%
Otras inversiones de liquidez	771	191	580	-
Valores	63	69	(6)	-8.7%
<b>Liquidez</b>	<b>6,693</b>	<b>7,090</b>	<b>(397)</b>	<b>-5.6%</b>
Créditos financieros a corto plazo	3,418	3,253	165	5.1%
Factoraje de cuentas por cobrar	-	42	(42)	-
Parte a corto plazo de las cuentas a cobrar financieras a largo plazo	1,522	1,094	428	39.1%
<b>Deudores financieros corrientes</b>	<b>4,940</b>	<b>4,389</b>	<b>551</b>	<b>12.6%</b>
Deuda bancaria a corto plazo	(512)	(249)	(263)	-
Pagarés de empresa	(2,393)	(889)	(1,504)	-
Porción a corto plazo de la deuda bancaria a largo plazo	(1,830)	(1,346)	(484)	-36.0%
Emisión de obligaciones (parte a corto plazo)	(1,341)	(5,429)	4,088	75.3%
Otros empréstitos (parte a corto plazo)	(196)	(225)	29	12.9%
Otras deudas financieras a corto plazo	(739)	(756)	17	-2.2%
<b>Total deuda financiera a corto plazo</b>	<b>(7,011)</b>	<b>(8,894)</b>	<b>1,883</b>	<b>21.2%</b>
<b>Posición financiera neta a corto plazo</b>	<b>4,622</b>	<b>2,585</b>	<b>2,037</b>	<b>78.8%</b>
Deudas con bancos y entidades financieras	(8,819)	(8,310)	(509)	-6.1%
Bonos	(38,633)	(32,285)	(6,348)	-19.7%
Otros empréstitos	(1,531)	(1,844)	313	17.0%
<b>Situación financiera a largo plazo</b>	<b>(48,983)</b>	<b>(42,439)</b>	<b>(6,544)</b>	<b>-15.4%</b>
<b>SITUACIÓN FINANCIERA NETA</b>	<b>(44,361)</b>	<b>(39,854)</b>	<b>(4,507)</b>	<b>-11.3%</b>
<b>según CONSOB Comunicación</b>	<b>3,272</b>	<b>2,444</b>	<b>828</b>	<b>33.9%</b>
<b>Deudores y valores financieros a largo plazo</b>	<b>(41,089)</b>	<b>(37,410)</b>	<b>(3,679)</b>	<b>-9.8%</b>

## 42. Otros pasivos corrientes – 12,107 millones de euros

Millones de euros

	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación	
Deudas con clientes	1,773	1,824	(51)	-2.8%
Deudas con operadores institucionales del mercado	3,945	4,765	(820)	-17.2%
Acreeedores por asalariados	472	422	50	11.8%
Otras deudas fiscales	1,093	1,323	(230)	-17.4%
Deudas con instituciones de la seguridad social	212	218	(6)	-2.8%
Consideraciones contingentes	109	56	53	94.6%
Acreeedores por opciones de venta otorgadas a accionistas minoritarios	-	1	(1)	-
Gastos devengados corrientes e ingresos diferidos	459	302	157	52.0%
Acreeedores por dividendos	1,913	1,541	372	24.1%
Pasivos por contratos de construcción	-	364	(364)	-
Otros	2,131	1,646	485	29.5%
<b>Total</b>	<b>12,107</b>	<b>12,462</b>	<b>(355)</b>	<b>-2.8%</b>

Las deudas con clientes incluyen 936 millones de euros (984 millones de euros a 31 de diciembre de 2017) en depósitos de seguridad correspondientes a importes recibidos de clientes en Italia como parte de contratos de suministro de gas y electricidad. Tras la finalización del contrato, los depósitos por ventas de energía eléctrica, cuyo uso no está restringido en modo alguno, se clasifican como pasivos corrientes, dado que la Sociedad no tiene un derecho incondicional a diferir su devolución más allá de 12 meses.

Las deudas con los operadores del mercado institucional incluyen las deudas derivadas de la aplicación de mecanismos de compensación a las compras de electricidad en el mercado italiano por importe de 2.546 millones de euros (3.042 millones de euros a 31 de diciembre de 2017) y en el mercado español por importe de 1.131 millones de euros (1.399 millones de euros a 31 de diciembre de 2017), y en el mercado sudamericano por importe de 268 millones de euros (324 millones de euros a 31 de diciembre de 2017).

Las contraprestaciones contingentes se refieren principalmente a una serie de participaciones que el Grupo posee principalmente en Norteamérica, cuyo valor razonable se ha determinado sobre la base de los términos y condiciones de los acuerdos contractuales entre las partes.

La variación de la cuenta a pagar por dividendos se refiere al aumento del dividendo mínimo a pagar a los accionistas, que pasó de 0,21 euros por acción a 0,28 euros por acción.

El aumento en otras cuentas por pagar se debe principalmente al cambio en el perímetro de consolidación tras la adquisición de Enel Distribuição São Paulo.

Los pasivos por contratos de construcción a 31 de diciembre de 2018 (por importe de 326 millones de euros), han sido reclasificados a pasivos derivados de contratos con clientes, tras la aplicación del enfoque simplificado permitido por la NIIF 15. Por este motivo, los saldos a 31 de diciembre de 2017 (364 millones de euros), no han sido reclasificados. Para mayor información, véase la nota 25 de los estados financieros consolidados.

## 43. Instrumentos financieros

Esta nota proporciona la información necesaria para que los usuarios puedan evaluar la importancia de los instrumentos financieros para la posición financiera y el desempeño de la Compañía.

## 43.1 Activos financieros por categoría

En el siguiente cuadro se presenta el valor en libros de cada una de las categorías de activos financieros previstas en la NIIF 9, desglosado en activos financieros corrientes y no corrientes, mostrando por separado los derivados de cobertura y los derivados valorados a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias.

Millones de euros	Notas	No corriente		Corriente	
		al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017
Activos financieros a coste amortizado	43.1.1	4,292	2,817	25,268	26,496
Activos financieros en FVTOCI	43.1.2	413	438	72	69
<b>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</b>					
Activos financieros derivados en FVTPL	43.1.3	31	17	3,163	1,982
Otros activos financieros en FVTPL	43.1.3	2,080	1,478	-	16
Activos financieros designados en el momento del reconocimiento inicial (opción del valor razonable)	43.1.3	-	-	-	-
<b>Total activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</b>		<b>2,111</b>	<b>1,495</b>	<b>3,163</b>	<b>1,998</b>
Activos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura					
Derivados de cobertura de valor razonable	43.1.4	25	23	4	-
Derivados de cobertura de flujos de efectivo	43.1.4	949	662	747	327
<b>Total de activos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura</b>		<b>974</b>	<b>685</b>	<b>751</b>	<b>327</b>
<b>TOTAL</b>		<b>7,790</b>	<b>5,435</b>	<b>29,254</b>	<b>28,890</b>

Para más información sobre la medición del valor razonable, véase la nota 47 "Activos valorados a valor razonable".

### 43.1.1 Activos financieros valorados a coste amortizado

El siguiente cuadro muestra los activos financieros valorados al coste amortizado por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	Notas	No corriente		Corriente	
		al 31 de dic 2018	Al 31 de dic. 2017	al 31 de dic 2018	Al 31 de dic. 2017
Efectivo y equivalente de efectivo		-	-	6,630	7,021
Cuentas por cobrar	29	835	557	12,752	13,972
Porción corriente de cuentas financieras a largo plazo		-	- 30.1	1,522	1,094
Créditos por factoring		-	- 30.1	-	42
Garantía en efectivo		-	- 30.1	2,559	2,664
Otras cuentas financieras a cobrar	26.1	2,912	2,060 30.1	859	589
Activos financieros procedentes de concesiones de servicios a coste amortizado	26	345	- 30	12	-
Otros activos financieros a coste amortizado	26, 27	200	200 30, 31	934	1,114
<b>Total</b>		<b>4,292</b>	<b>2,817</b>	<b>25,268</b>	<b>26,496</b>

#### Deterioro del valor de los activos financieros a coste amortizado

Los activos financieros valorados a su coste amortizado a 31 de diciembre de 2018 ascienden a 29,560 millones de euros (29,313 millones de euros a 31 de diciembre de 2017) y se registran netos de provisiones para pérdidas esperadas por créditos, que ascienden a 1,015 millones de euros.

3.083 millones de euros a finales de año, frente a un saldo de 2,402 millones de euros a finales del año anterior. El Grupo mantiene principalmente los siguientes tipos de activos financieros valorados a coste amortizado sujetos a pruebas de deterioro:

- > efectivo y equivalentes de efectivo
- > deudores comerciales;
- > créditos financieros; y
- > otros activos financieros.

Si bien el efectivo y los equivalentes de efectivo también están sujetos a los requerimientos de deterioro de la NIIF 9, la pérdida por deterioro identificada no fue significativa.

La pérdida crediticia esperada (CEP), determinada considerando la probabilidad de incumplimiento (PD), la pérdida en caso de incumplimiento (LGD) y la exposición en caso de incumplimiento (EAD), es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se vencen de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todos los déficit) descontados a la tasa de interés efectiva original (TIR).

Para el cálculo de la ECL, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

- > el enfoque general, para los activos financieros distintos de los créditos comerciales, los activos contractuales y los créditos por arrendamiento financiero. Este enfoque, basado en la evaluación de cualquier incremento significativo en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial, se realiza comparando la PD en origen con la PD en la fecha del informe, en cada fecha del informe. Luego, con base en los resultados de la evaluación, se reconoce una reserva para pérdidas con base en la ECL de 12 meses o la ECL de por vida (es decir, la clasificación por etapas):
  - ECL a 12 meses, para activos financieros para los que no se ha producido un aumento significativo del riesgo de crédito desde su reconocimiento inicial;
  - ECL de por vida, para activos financieros para los cuales ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito o que han sufrido un deterioro del crédito (es decir, que han incumplido con base en información vencida).
- > el enfoque simplificado, para los créditos comerciales, los activos contractuales y los créditos por arrendamiento con o sin un componente de financiación significativo, basado en la ECL de por vida sin seguimiento de los cambios en el riesgo de crédito.

Para más información sobre los activos derivados de contratos con clientes, véase la nota 25 "Activos y pasivos corrientes y no corrientes derivados de contratos con clientes".

Dependiendo de la naturaleza de los activos financieros y de la información disponible sobre el riesgo de crédito, la evaluación del aumento del riesgo de crédito puede llevarse a cabo:

- > una base individual, si los créditos son individualmente significativos y para todos los créditos que han sido identificadas individualmente para el impedimento con base en información razonable y sustentable;
- > una base colectiva, si no se dispone de información razonable y sustentable sin un coste o esfuerzo indebido para medir las pérdidas crediticias esperadas sobre la base de un instrumento individual.

Cuando no existan expectativas razonables de recuperar un activo financiero en su totalidad o en parte, se reducirá el importe en libros bruto del activo financiero.

Un saneamiento representa un suceso de baja en cuentas (por ejemplo, el derecho a los flujos de efectivo se extingue, transfiere o expira legal o contractualmente).

Para medir las pérdidas esperadas, el Grupo evalúa los créditos comerciales y los activos contractuales utilizando el enfoque simplificado tanto individualmente (por ejemplo, para gobiernos, autoridades, contrapartes financieras, mayoristas, comerciantes, grandes empresas, etc.) como colectivamente (por ejemplo, para clientes minoristas).

La siguiente tabla muestra las pérdidas esperadas por créditos sobre activos financieros valorados a coste amortizado según el enfoque general simplificado:

Millones de euros	al 31 de dic. 2018			Al 31 de dic. 2017		
	Importe bruto	Provisión por Cobranza dudosa	Total	Importe bruto	Provisión por cobranza dudosa	Total
Efectivo y equivalentes de efectivo	6,632	2	6,630	7,021	-	7,021
Deudores comerciales	16,415	2,828	13,587	16,931	2,402	14,529
Deudores financieros	8,081	229	7,852	6,449	-	6,449
Otros activos financieros a coste amortizado	1,515	24	1,491	1,314	-	1,314
<b>Total</b>	<b>32,643</b>	<b>3,083</b>	<b>29,560</b>	<b>31,712</b>	<b>2,402</b>	<b>29,313</b>

La siguiente tabla muestra los cambios en la provisión para pérdidas esperadas por créditos en cuentas financieras por cobrar:

Millones de euros	Provisión por cobranza dudosa 12 meses	Provisión para pérdidas esperadas de por vida
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2017 - NIC 39</b>	-	-
Provisiones	-	-
Usos	-	-
Reversiones a resultados	-	-
Otras Variaciones	-	-
<b>Saldo final Al 31 de dic. 2017 - NIC 39</b>	-	-
Ajuste NIIF 9 TLC	7	23
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2018 - NIIF 9</b>	<b>7</b>	<b>23</b>
Provisiones	-	4
Usos	-	-
Reversiones a resultados <sup>(1)</sup>	(188)	(2)
Otras Variaciones <sup>(2)</sup>	268	117
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>87</b>	<b>142</b>

(1) Incluye 186 millones de euros por la reversión de la pérdida por deterioro de valor de las cuentas financieras a cobrar generada tras la venta del 50% de Slovak Power Holding.

(2) Incluye 186 millones de euros de las pérdidas por deterioro acumuladas a 31 de diciembre de 2017 sobre las cuentas financieras a cobrar generadas tras la enajenación del 50% de Slovak Power Holding, previamente reconocidas en la cuenta de cuentas a cobrar y reclasificadas en 2018 a la provisión para pérdidas esperadas.

La siguiente tabla muestra los cambios en la provisión para pérdidas esperadas por créditos comerciales:

Millones de euros

<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2017 - NIC 39</b>	<b>2,028</b>
Provisiones	1,204
Usos	(601)
Reversiones a resultados	(310)
Otras Variaciones	81
<b>Saldo final Al 31 de dic. 2017 - NIC 39</b>	<b>2,402</b>
Ajuste NIIF 9 TLC	207
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2018 - NIIF 9</b>	<b>2,609</b>
Provisiones	1,367
Usos	(897)
Reversiones a resultados	(281)
Otras Variaciones	30
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>2,828</b>

The following table reports Variacións in the allowance for expected credit losses on other financial assets at amortized cost:

	Provisión para pérdidas esperadas de por vida
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2017 - NIC 39</b>	-
Provisiones	-
Usos	-
Reversiones a resultados	-
Otras Variaciones	-
Saldo final Al 31 de dic. 2017 - NIC 39	-
Ajuste NIIF 9 TLC	15
<b>Opening balance at Jan. 1, 2018 – IFRS 9</b>	<b>15</b>
Provisiones	3
Usos	-
Reversiones a resultados	(3)
Otras Variaciones	9
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>24</b>

La nota 44 "Gestión de riesgos" proporciona información adicional sobre la exposición al riesgo de crédito y las pérdidas esperadas.

### 43.1.2 Activos financieros a valor razonable a través de otro resultado global

La siguiente tabla muestra los activos financieros a valor razonable a través de otro resultado global por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	Notas	No corriente		Corriente	
		al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	al 31 de dic. 2018	al 31 de dic. 2017
Inversiones de capital en otras entidades de FVOCI	26	53	56	-	-
Valores	26.1	360	382	72	69
<b>Total</b>		<b>413</b>	<b>438</b>	<b>72</b>	<b>69</b>

### Cambios en los activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales

#### Inversiones de capital en otras entidades

Millones de euros	No corriente	Corriente
<b>Saldo final Al 31 de dic. 2017 - NIC 39</b>	<b>4</b>	<b>-</b>
Ajuste por la NIIF 9 TLC	(5)	-
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2018 - NIIF 9</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>
Compras	16	-
Ventas	-	-
Variaciones en el valor razonable a través de OCI	13	-
Otras Variaciones	25	-
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>53</b>	<b>-</b>

#### Valores al VR con cambios en el ORI

Millones de euros	No corriente	Corriente
<b>Saldo final Al 31 de dic. 2017 - NIC 39</b>	<b>382</b>	<b>69</b>
Ajuste por la NIIF 9 TLC	-	-
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2018 - NIIF 9</b>	<b>382</b>	<b>69</b>
Compras	93	18
Ventas	(45)	(9)
Variaciones en el valor razonable a través de OCI	(3)	-
Reclasificaciones	(64)	64
Otras Variaciones	(3)	(70)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>360</b>	<b>72</b>

### 43.1.3 Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

El siguiente cuadro muestra los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	Notes	No corriente		Corriente	
		Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017
Derivados al valor razonable con cambios en resultados	46	31	17 46	3,163	1,982
Inversiones en otras entidades al VR con cambios en resultados	26	10	2	-	-
Activos financieros de los contratos de concesión de servicios en FVTPL	26	2,070	1,476 30	-	16
<b>Total</b>		<b>2,111</b>	<b>1,495</b>	<b>3,163</b>	<b>1,998</b>

### 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 coberturas".

## 43.2 Pasivos financieros por categoría

El siguiente cuadro muestra el importe en libros para 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 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017
<b>Pasivos financieros valorados a coste amortizado</b>	43.2.1	<b>49,824</b>	<b>43,408</b>	<b>27,567</b>	<b>29,355</b>
<b>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</b>					
Pasivos financieros derivados a FVTPL	43.4	34	21	3,135	1,980
<b>Total pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</b>		<b>34</b>	<b>21</b>	<b>3,135</b>	<b>1,980</b>
<b>Pasivos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura</b>					
Derivados de cobertura de valor razonable	43.4		7		6
Derivados de cobertura de flujos de efectivo	43.4	2,575	2,970	1,208	274
<b>Total de pasivos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura</b>		<b>2,575</b>	<b>2,977</b>	<b>1,208</b>	<b>280</b>
<b>TOTAL</b>		<b>52,433</b>	<b>46,406</b>	<b>31,910</b>	<b>31,615</b>

Para más información sobre la medición del valor razonable, véase la nota 48 "Pasivos medidos a valor razonable".

### 43.2.1 Pasivos financieros valorados a coste amortizado

La siguiente tabla muestra los pasivos financieros a coste amortizado por naturaleza, desglosados en pasivos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	Notas	No corriente		Corriente	
		al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	al 31 de dic 2018	Al 31 de dic. 2017
Préstamos a largo plazo	43.3	48,983	42,439	3,367	7,000
Préstamos a corto plazo		-	-	3,616	1,894
Cuentas por pagar	39	669	706	12,718	11,965
Otros pasivos financieros	38	172	263	7,866	8,496
<b>Total</b>		<b>49,824</b>	<b>43,408</b>	<b>27,567</b>	<b>29,355</b>

### 43.3 Préstamos

#### 43.3.1 Préstamos a largo plazo (incluida la parte con vencimiento a 12 meses) – 52,350 millones

La siguiente tabla muestra el valor en libros y el valor razonable para cada categoría de deuda, incluyendo la parte que vence en un plazo de 12 meses. Para los instrumentos de deuda cotizados, el valor razonable se da a precios oficiales, mientras que para los instrumentos de deuda no cotizados, el valor razonable se determina utilizando técnicas de valoración apropiadas para cada categoría de instrumentos financieros y los datos de mercado asociados para la fecha de presentación de informes, incluidos los diferenciales de crédito de Enel SpA.

En el cuadro se presenta la situación de los empréstitos a largo plazo y los calendarios de amortización al 31 de diciembre de 2018, desglosados por tipo de empréstito y tipo de interés.

Millones de euros	Valor nominal	Carrying amount	Current portion	Porción due en más de 12 meses	Valor razonable	Valor nominal	Importe en libras	Porción corriente	Portion due in more than 12 months	Valor	Variaciones in carrying amount
				razonable					razonable		Valor
Al 31 de dic 2018						Al 31 de dic. 2017					
<b>Bonos:</b>											
- listado, tipo fijo	23,811	23,099	845	22,254	25,944	25,862	25,275	4,679	20,596	29,561	(2,176)
- cotizado, tipo variable	3,187	3,166	305	2,861	3,288	2,942	2,926	684	2,242	3,201	240
- sin cotización, tipo fijo	12,860	12,758	-	12,758	12,563	8,532	8,458	-	8,458	9,257	4,300
- no cotizado, tipo variable	951	951	191	760	932	1,055	1,055	66	989	1,051	(104)
<b>Total de obligaciones</b>	<b>40,809</b>	<b>39,974</b>	<b>1,341</b>	<b>38,633</b>	<b>42,727</b>	<b>38,391</b>	<b>37,714</b>	<b>5,429</b>	<b>32,285</b>	<b>43,070</b>	<b>2,260</b>
<b>Préstamos bancarios:</b>											
- tasa fija	1,495	1,486	477	1,009	1,539	1,545	1,533	293	1,240	4,155	(47)
- interés variable	8,987	8,954	1,353	7,601	8,817	8,146	8,116	1,053	7,063	8,445	838
- uso de líneas de crédito rotativas	209	209	-	209	210	8	7	-	7	7	202
<b>Total de préstamos bancarios</b>	<b>10,691</b>	<b>10,649</b>	<b>1,830</b>	<b>8,819</b>	<b>10,566</b>	<b>9,699</b>	<b>9,656</b>	<b>1,346</b>	<b>8,310</b>	<b>12,607</b>	<b>993</b>
<b>Préstamos no bancarios:</b>											
- tasa fija	1,569	1,549	164	1,385	1,585	1,884	1,865	198	1,667	2,149	(316)
- interés variable	197	178	32	146	182	223	204	27	177	231	(26)
<b>Total endeudamiento no bancario</b>	<b>1,766</b>	<b>1,727</b>	<b>196</b>	<b>1,531</b>	<b>1,767</b>	<b>2,107</b>	<b>2,069</b>	<b>225</b>	<b>1,844</b>	<b>2,380</b>	<b>(342)</b>
<b>Total de préstamos a tipo fijo</b>	<b>39,735</b>	<b>38,892</b>	<b>1,486</b>	<b>37,406</b>	<b>41,631</b>	<b>37,823</b>	<b>37,131</b>	<b>5,170</b>	<b>31,961</b>	<b>45,122</b>	<b>1,761</b>
	<b>13,531</b>	<b>13,458</b>	<b>1,881</b>	<b>11,577</b>	<b>13,429</b>	<b>12,374</b>	<b>12,308</b>	<b>1,830</b>	<b>10,478</b>	<b>12,935</b>	<b>1,150</b>
<b>Total préstamos a tipo variable</b>	<b>53,266</b>	<b>52,350</b>	<b>3,367</b>	<b>48,983</b>	<b>55,060</b>	<b>50,197</b>	<b>49,439</b>	<b>7,000</b>	<b>42,439</b>	<b>58,057</b>	<b>2,911</b>

El saldo de obligaciones se presenta neto de 898 millones de euros correspondiente a la "Serie especial de obligaciones reservadas a los empleados 1994-2019" no cotizadas, que la Sociedad Dominante mantiene en cartera.

La siguiente tabla muestra la deuda financiera a largo plazo por moneda y tipo de interés.

#### Deuda financiera a largo plazo por moneda y tipo de interés

Millones de euros	Importe en libros		Valor nominal		Current average nominal interest rate	Current effective tasa de interés
	Importe en libros	Valor nominal	Importe en libros	Valor nominal		
	Al 31 de dic 2018		Al 31 de dic. 2017		Al 31 de dic 2018	
<b>Euro</b>	<b>23,388</b>	<b>24,025</b>	<b>25,925</b>	<b>26,449</b>	<b>2.8%</b>	<b>3.3%</b>
dólar estadounidense	18,541	18,720	13,521	13,658	4.7%	4.9%
Libra esterlina	4,750	4,794	4,786	4,835	6.1%	6.2%
peso colombiano	1,543	1,543	1,618	1,618	7.5%	7.5%
real brasileño	2,074	2,114	1,201	1,230	8.3%	8.4%
franco suizo	403	403	687	688	2.1%	2.1%
Peso chileno/UF	700	710	465	475	6.1%	6.1%
sol peruano	404	404	385	385	6.2%	6.2%
rublo ruso	247	247	245	245	8.1%	8.1%
yen japonés	-	-	233	233	-	-
Otras monedas	300	306	373	381		
<b>Total de monedas distintas del euro</b>	<b>28,962</b>	<b>29,241</b>	<b>23,514</b>	<b>23,748</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>52,350</b>	<b>53,266</b>	<b>49,439</b>	<b>50,197</b>		

La deuda financiera a largo plazo denominada en monedas distintas al euro se ha incrementado en 5,448 millones de euros. La variación se debe en gran medida a los nuevos empréstitos en dólares estadounidenses de Enel Finance International, así como al aumento de la deuda denominada en reales brasileños tras la adquisición de Enel Distribuição São Paulo en Brasil.

## Variación del valor nominal de la deuda a largo plazo

Millones de euros	Valor		Variación in own	Variación in scope of ExVariación	New	Reclasificación De/ a activos/(pasivos) mantenidos para la venta	Valor nominal		
	Nominal	Repayments	bonds	consolidation	offer	financing	differences	at	
	31 de dic. 2017	Al						Dec. 31, 2018	
Bonos	38,391	(8,987)	(38)	771	-	9,809	447	416	40,809
Empréstitos	11,806	(3,053)	-	170	-	3,615	(81)	-	12,457
<b>Deuda financiera total</b>	<b>50,197</b>	<b>(12,040)</b>	<b>(38)</b>	<b>941</b>	<b>-</b>	<b>13,424</b>	<b>366</b>	<b>416</b>	<b>53,266</b>

En comparación con el 31 de diciembre de 2017, el valor nominal de la deuda a largo plazo al 31 de diciembre de 2018 se incrementó en 3,069 millones de euros, el efecto neto de 13,424 millones de euros en nuevos empréstitos, 941 millones de euros por la variación en el perímetro de consolidación, la reclasificación a "activos/pasivos mantenidos para la venta" de 416 millones de euros y el impacto de la evolución adversa de los tipos de cambio por un importe de 366 millones de euros, compensado sólo en parte por reembolsos de 12,040 millones de euros. La variación en el perímetro de consolidación refleja principalmente el aumento de la deuda tras la adquisición de la distribuidora brasileña Enel Distribuição São Paulo.

Los reembolsos en 2018 se referían a obligaciones por un importe de 8.987 millones de euros y a préstamos por un total de 3,053 millones de euros.

En concreto, se incluyen los principales bonos con vencimiento en 2018:

- > dos obligaciones minoristas, una de tipo fijo y otra de tipo variable (3,000 millones de euros), emitidas por Enel SpA, con vencimiento en febrero de 2018;
- > una obligación a tasa fija (512 millones de euros) emitida por Enel Finance International, con vencimiento en abril de 2018;
- > una obligación a tasa fija (591 millones de euros) emitida por Enel SpA con vencimiento en junio de 2018;
- > una obligación a tasa fija (544 millones de euros) emitida por Enel Finance International, con vencimiento en octubre de 2018
- > una obligación a tasa fija (311 millones de euros) emitida por Enel Finance International, con vencimiento en diciembre de 2018.

Además, en mayo de 2018 Enel SpA recompró 732 millones de euros en bonos híbridos que había emitido en septiembre de 2013.

Entre los principales reembolsos de empréstitos del ejercicio destacan los siguientes:

- > 250 millones de euros para préstamos subvencionados de e-distribuzione y Enel Produzione;
- > 68 millones de euros en préstamos bancarios de Endesa, de los cuales 12 millones de euros en préstamos subvencionados;
- > 133 millones de euros en concepto de empréstitos bancarios de Enel Green Power SpA, de los cuales 51 millones de euros en préstamos subvencionados;
- > el equivalente a 54 millones de euros en préstamos bancarios de Enel Russia, de los cuales 27 millones de euros en préstamos subvencionados;
- > el equivalente a 102 millones de euros en préstamos de Enel Green Power North America;
- > el equivalente a 2.020 millones de euros en préstamos de empresas de América del Sur.

Los principales nuevos préstamos realizados en 2018 han sido bonos por un importe de 9,809 millones de euros y préstamos por un importe de 3,615 millones de euros.

El siguiente cuadro muestra las principales características de las operaciones financieras realizadas en 2018:

		Issue/grant date	Importe en millones de euros	Moneda	Tasa de interés	Tipo de tasa	Vencimiento
<b>Bonos:</b>	Emisor/prestatario						
	Enel Finance International	16/01/2018	1,250	EUR	1.13%	Tasa fija	16/09/2026
	Enel SpA	24/05/2018	500	EUR	2.50%	Tasa fija	24/11/2023
	Enel SpA	24/05/2018	750	EUR	3.38%	Tasa fija	24/11/2026
	Enel Chile	12/06/2018	873	USD	4.88%	Tasa fija	12/06/2028
	Enel Distribuição São Paulo	13/09/2018	159	BRL	108.25% CDI	Tasa variable	13/09/2021
	Enel Distribuição São Paulo	13/09/2018	314	BRL	111% CDI	Tasa variable	13/09/2023
	Enel Distribuição São Paulo	13/09/2018	203	BRL	CDI + 1.45%	Tasa variable	13/09/2025
	Enel Finance International	14/09/2018	1,091	USD	4.25%	Tasa fija	14/09/2023
	Enel Finance International	14/09/2018	1,309	USD	4.63%	Tasa fija	14/09/2025
	Enel Finance International	14/09/2018	1,091	USD	4.88%	Tasa fija	14/06/2029
<b>Total bonos</b>			<b>7,540</b>				
<b>Préstamos bancarios:</b>							
	Enel Chile	28/03/2018	83	CLP	TAB + 55 bps	Tasa variable	12/07/2019
	Enel Chile	28/03/2018	93	CLP	TAB + 55 bps	Tasa variable	12/07/2019
	Enel Chile	28/03/2018	93	CLP	TAB + 55 bps	Tasa variable	12/07/2019
	e-distribuzione	03/05/2018	200	EUR	Euribor 6M + 42.9 bps	Tasa variable	03/05/2033
	Endesa	29/05/2018	500	EUR	Euribor 6M + 21.7 bps	Tasa variable	29/05/2030
	Enel Green Power RSA	31/07/2018	149	ZAR	CPI RRR + 300 bps	Tasa variable	31/12/2021
	e-distribuzione	19/10/2018	200	EUR	Euribor 6M + 34.6 bps	Tasa variable	19/10/2033
	Enel X Mobility	20/11/2018	50	EUR	Euribor 6M + 33.9 bps	Tasa variable	20/11/2028
<b>Total préstamos bancarios</b>			<b>1,368</b>				

Los principales pasivos financieros a largo plazo del Grupo están regulados por convenios que se adoptan habitualmente en la práctica comercial internacional. Estos pasivos se refieren principalmente a las emisiones de obligaciones realizadas en el marco del programa Global/Euro Medium-Term Notes, a las emisiones de obligaciones híbridas subordinadas e inconvertibles (las denominadas "obligaciones híbridas") y a los préstamos concedidos por bancos y otras instituciones financieras (entre las que se encuentran el Banco Europeo de Inversiones y Cassa Depositi e Prestiti SpA).

Los principales compromisos relativos a las emisiones de obligaciones realizadas en el marco del programa Global/Euro Medium-Term Notes 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 estadounidense garantizados por Enel SpA, pueden resumirse de la siguiente manera:

- > las cláusulas de pignoración negativa, en virtud de las cuales el emisor y el garante no pueden constituir ni mantener hipotecas, gravámenes u otros gravámenes sobre la totalidad o parte de sus activos o ingresos para garantizar ciertos pasivos financieros, a menos que los mismos gravámenes se extiendan a partes iguales o proporcionales a los bonos en cuestión;

- > cláusulas de pari passu, en virtud de las cuales las obligaciones y los valores asociados constituyen una obligación directa, incondicional y no garantizada del emisor y del garante y se emiten sin derechos preferenciales entre ellos y tienen al menos la misma antigüedad que otras obligaciones presentes y futuras no subordinadas y no garantizadas del emisor y del garante;
- > cláusulas de incumplimiento cruzado, en virtud de las cuales la ocurrencia de un evento de incumplimiento con respecto a un pasivo financiero específico (por encima de un nivel umbral) del emisor, del garante o, en algunos casos, de las filiales "significativas", constituye un incumplimiento con respecto a los pasivos en cuestión, que se convierten en reembolsables de inmediato.

Las principales cláusulas que cubren los bonos híbridos de Enel pueden resumirse de la siguiente manera:

- > cláusulas de subordinación, en virtud de las cuales cada bono híbrido está subordinado a todos los demás bonos emitidos por la empresa y tiene la misma antigüedad que el resto de los instrumentos financieros híbridos emitidos, siendo la antigüedad sólo para los instrumentos de capital;
- > prohibición de las fusiones con otras empresas, de la venta o arrendamiento financiero de la totalidad o de una parte sustancial de los activos de la empresa a otra empresa, a menos que esta última cumpla todas las obligaciones del emisor.

Los principales compromisos previstos en los contratos de préstamo de Enel y Enel Finance International NV y las demás empresas del Grupo pueden resumirse como sigue:

- > cláusulas de pignoración negativa, en virtud de las cuales el prestatario y, en algunos casos, el garante están sujetos a
- > limitaciones en el establecimiento de hipotecas, gravámenes u otros gravámenes sobre la totalidad o parte de sus respectivos activos, con la excepción de los gravámenes expresamente permitidos;
- > cláusulas de enajenación, en virtud de las cuales el prestatario y, en algunos casos, el garante, no pueden enajenar sus bienes.
- > activos u operaciones, con la excepción de las enajenaciones expresamente permitidas;
- > cláusulas de pari passu, en virtud de las cuales los compromisos 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 el prestatario y, en algunos casos, el garante podrían verse obligados a renegociar los términos y condiciones de la financiación o a reembolsar anticipadamente los préstamos concedidos;
- > cláusulas de calificación, que prevén que el prestatario o el garante mantengan su calificación por encima de un determinado nivel especificado;
- > las cláusulas de insolvencia cruzada, en virtud de las cuales la ocurrencia de un evento de insolvencia con respecto a un pasivo financiero específico (por encima de un nivel umbral) del emisor o, en algunos casos, del garante, constituye un incumplimiento con respecto a los pasivos en cuestión, que se reembolsan inmediatamente.

En algunos casos, los convenios también son vinculantes para las compañías o subsidiarias significativas de las partes obligadas.

En todos los empréstitos financieros considerados se especifican los "supuestos de incumplimiento" típicos de la práctica empresarial internacional, como, por ejemplo, la insolvencia, los procedimientos de quiebra o el cese de la actividad de la entidad.

Además, las garantías emitidas por Enel en interés de e-distribuzione SpA para determinados préstamos a e-distribuzione SpA de Cassa Depositi e Prestiti SpA requieren que al final de cada período de medición de seis meses la deuda financiera neta consolidada de Enel no exceda de 4,5 veces el EBITDA consolidado anual. Por último, la deuda de Enel Américas SA, Enel Chile SA y las demás filiales sudamericanas (en particular Enel Generación Chile SA) contiene cláusulas y eventos de incumplimiento típicos de la práctica comercial internacional, que se han cumplido en su totalidad al 31 de diciembre de 2018.

La siguiente tabla muestra el impacto en la deuda bruta a largo plazo de las coberturas establecidas para mitigar el riesgo de cambio.

#### Hedged long-term financial debt by currency

	Al 31 de dic 2018						Al 31 de dic. 2017					
	Initial debt structure		Impact of hedge	Debt structure after hedging		%	Initial debt structure		Impact of hedge	Debt structure after hedging		%
	Carrying amount	Nominal amount		Carrying amount	Nominal amount		Carrying amount	Nominal amount				
Euro	23,388	24,025	45.0%	18,901	42,926	80.6%	25,925	26,449	52.7%	15,144	41,593	82.9%
dólar estadounidense	18,541	18,720	35.1%	(15,064)	3,656	6.9%	13,521	13,658	27.2%	(10,577)	3,081	6.1%
Libra esterlina	4,750	4,794	9.0%	(4,794)	-	-	4,786	4,835	9.6%	(4,835)	-	-
peso colombiano	1,543	1,543	2.9%	-	1,543	2.9%	1,618	1,618	3.2%	29	1,647	3.3%
real brasileño	2,074	2,114	4.0%	1,207	3,321	6.2%	1,201	1,230	2.5%	977	2,207	4.4%
eurobonos	403	403	0.8%	(403)	-	-	687	688	1.4%	(688)	-	-
Peso chileno/JF	700	710	1.3%	-	710	1.3%	465	475	0.9%	-	475	0.9%
sol peruano	404	404	0.8%	-	404	0.8%	385	385	0.8%	-	385	0.8%
rublo ruso	247	247	0.5%	73	320	0.6%	245	245	0.5%	100	345	0.7%
yen japonés	-	-	-	-	-	-	233	233	0.5%	(233)	-	-
Otras monedas	300	306	0.6%	80	386	0.7%	373	381	0.7%	83	464	0.9%
<b>Total de monedas distintas del euro</b>	<b>28,962</b>	<b>29,241</b>	<b>55.0%</b>	<b>(18,901)</b>	<b>10,340</b>	<b>19.4%</b>	<b>23,514</b>	<b>23,748</b>	<b>47.3%</b>	<b>(15,144)</b>	<b>8,604</b>	<b>17.1%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>52,350</b>	<b>53,266</b>	<b>100.0%</b>	<b>-</b>	<b>53,266</b>	<b>100.0%</b>	<b>49,439</b>	<b>50,197</b>	<b>100.0%</b>	<b>-</b>	<b>50,197</b>	<b>100.0%</b>

El importe de la deuda a tipo variable que no está cubierto contra el riesgo de tipo de interés es el principal factor de riesgo que podría afectar a la cuenta de resultados (aumento del coste de la deuda) en caso de incremento de los tipos de interés de mercado.

Millones de euros	2018				2017			
	Pre-hedge	% Post-hedge		%	Pre-hedge	% Post-hedge	%	
Tasa flotante	17,175	30.2%	12,983	22.8%	14,268	27.4%	11,358	21.8%
Tasa fija	39,735	69.8%	43,927	77.2%	37,823	72.6%	40,733	78.2%
<b>Total</b>	<b>56,910</b>		<b>56,910</b>		<b>52,091</b>		<b>52,091</b>	

A Al 31 de diciembre de 2018, el 30,2% de la deuda financiera era de tipo variable (27,4% al 31 de diciembre de 2017). Teniendo en cuenta las coberturas de tipos de interés consideradas efectivas de acuerdo con las NIIF-UE, el 22,8% de la deuda financiera neta (21,8% al 31 de diciembre de 2017) está expuesta al riesgo de tipo de interés. Incluyendo los derivados de tipo de interés tratados como coberturas a efectos de gestión pero no aptos para la contabilidad de coberturas, el 77% de la deuda financiera neta está cubierta (78% cubierta al 31 de diciembre de 2017).

Estos resultados están en línea con los límites establecidos en la política de gestión de riesgos.

### 43.3.2 Préstamos a corto plazo – 3,616 millones de euros

Al 31 de diciembre de 2018, la deuda a corto plazo ascendía a 3,616 millones de euros, lo que supone un incremento de 1,722 millones de euros a 31 de diciembre de 2017. Se desglosan de la siguiente manera:

Millones de euros

	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic. 2017	Variación
Deudas con entidades de crédito a corto plazo	512	249	263
Pagarés de empresa	2,393	889	1,504
Garantías en efectivo sobre derivados y otras financiaciones	301	449	(148)
Otros empréstitos a corto plazo (1)	410	307	103
<b>Empréstitos a corto plazo</b>	<b>3,616</b>	<b>1,894</b>	<b>1,722</b>

(1) No incluye la deuda financiera corriente incluida en otros pasivos financieros corrientes.

Los préstamos bancarios a corto plazo ascendieron a 512 millones de euros.

Los pagarés de empresa ascendieron a 2.393 millones de euros, emitidos por Enel Finance International, International Endesa BV 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 International Endesa BV;
- > 400 millones de dólares (equivalentes a 349 millones de euros) de Enel Américas y Enel Generación Chile.

### 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

La siguiente tabla muestra las ganancias y pérdidas netas por categoría de instrumentos financieros, excluyendo los derivados.

Millones de euros	2018		2017	
	Ganancias /(pérdidas) netas	De los cuales deterioro/reverso de deterioro	Ganancias gains/(losses)	De los cuales deterioro/ reverso de deterioro
Financial assets at amortized cost	(409)	(1,101)	(701)	(870)
<b>Activos financieros en FVOCI</b>				
Inversiones de capital en FVOCI	10	-	-	-
<b>Otros activos financieros en FVOCI (1)</b>	4	-	82	-
<b>Total de activos financieros de FVOCI</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>82</b>	<b>-</b>
<b>Activos financieros en FVTPL</b>				
Activos financieros en FVTPL	385	188	-	-
Activos financieros designados en el momento del reconocimiento inicial (opción del valor razonable)	-	-	-	-
<b>Total de activos financieros en FVTPL</b>	<b>385</b>	<b>188</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Pasivos financieros valorados a coste amortizado</b>	<b>(3,545)</b>	<b>-</b>	<b>(1,054)</b>	<b>-</b>
<b>Pasivos financieros en FVTPL</b>				
Cartera de negociación	-	-	1	-
Pasivos financieros designados en el momento del reconocimiento inicial (opción del valor razonable)	-	-	-	-
<b>Total de pasivos financieros a FVTPL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>

(1) El valor de otros activos en FVOCI para 2017 incluye ingresos por activos relacionados con acuerdos de concesión de servicios que fueron clasificados como activos disponibles para la venta, mientras que en 2018, tras la aplicación de la NIIF 9, dichos activos fueron clasificados principalmente como activos en FVTPL.

Para más detalles sobre las ganancias y pérdidas netas en derivados, véase la nota 11 "Ingresos/(gastos) financieros netos por derivados".

## 44. Gestión de riesgos

### Gobierno y objetivos de la gestión del riesgo financiero

Como parte de sus operaciones, el Grupo Enel está expuesto a una variedad de riesgos financieros, especialmente riesgos de mercado (incluyendo riesgo de tipo de interés, riesgo de cambio y riesgo de materias primas), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

Como se indica en el apartado "Principales riesgos e incertidumbres", el gobierno corporativo del Grupo en materia de riesgos financieros incluye comités internos y el establecimiento de políticas específicas y límites operativos. El objetivo principal de Enel es mitigar adecuadamente los riesgos financieros para que no den lugar a cambios inesperados en los resultados.

### Riesgos de mercado

Los riesgos de mercado se componen principalmente de riesgo de tipo de interés, de tipo de cambio y de precio de las materias primas. Las fuentes de exposición de Enel a los riesgos de mercado no han cambiado desde el año anterior.

El riesgo de tipo de interés se genera principalmente por el uso de instrumentos financieros. Los principales pasivos financieros mantenidos por el Grupo incluyen obligaciones, deudas con entidades de crédito, otras deudas, pagarés, derivados, depósitos de efectivo recibidos en garantía de operaciones comerciales o de derivados (garantías recibidas, fianzas en efectivo), pasivos por contratos de construcción y cuentas a pagar

comerciales. Los principales activos financieros mantenidos por el Grupo incluyen cuentas financieras a cobrar, cuentas a cobrar por factoring, derivados, depósitos de efectivo realizados en garantía de operaciones comerciales o de derivados (garantías recibidas, fianzas en efectivo), pasivos por contratos de construcción y cuentas a pagar comerciales. Los principales activos financieros mantenidos por el Grupo incluyen cuentas a cobrar financieras, cuentas a cobrar por factoring, derivados, depósitos en efectivo realizados para garantizar operaciones comerciales o de derivados (garantías pignoradas, fianzas en efectivo), efectivo (y equivalentes de efectivo), cuentas a cobrar por contratos de construcción y cuentas a cobrar comerciales.

El objetivo principal de estos instrumentos financieros es apoyar las operaciones del Grupo. Para más detalles, véase la nota 43 "Instrumentos financieros" de los estados financieros consolidados.

El riesgo de cambio se genera por las operaciones con combustibles y energía, las inversiones industriales, los dividendos de las sociedades participadas, las operaciones comerciales y el uso de instrumentos financieros. Los estados financieros consolidados del grupo también están expuestos al riesgo de conversión.

Las políticas de gestión de riesgos de mercado del Grupo contemplan la mitigación de los efectos sobre la evolución de las variaciones de los tipos de interés y de cambio, excluyendo el riesgo de conversión (relacionado con la consolidación de las cuentas). Este objetivo se logra en la fuente del riesgo, mediante la diversificación tanto de la naturaleza de los instrumentos financieros como de las fuentes de ingresos, y modificando el perfil de riesgo de exposiciones específicas con derivados contratados en mercados extrabursátiles o con acuerdos comerciales específicos.

El riesgo de fluctuaciones en los precios de los productos básicos se genera por la volatilidad de dichos precios y las correlaciones estructurales existentes entre ellos, lo que genera incertidumbre sobre el margen de las transacciones de combustibles y energía. La evolución de los precios se observa y analiza con el fin de desarrollar las estrategias y políticas industriales, financieras y comerciales del Grupo.

Para contener los efectos de dichas fluctuaciones y estabilizar los márgenes, de acuerdo con las políticas del Grupo y los límites operativos establecidos con los acuerdos de gobierno de riesgos, Enel desarrolla y planifica estrategias que inciden en las distintas etapas del proceso industrial asociado a la producción y venta de electricidad y gas (tales como el aprovisionamiento anticipado y los acuerdos comerciales a largo plazo), así como planes y técnicas de mitigación de riesgos para la cobertura de riesgos con derivados.

Como parte de su gobernanza de los riesgos de mercado, Enel controla regularmente el tamaño de la cartera de derivados OTC en relación con los valores umbral establecidos por los reguladores para la activación de las obligaciones de compensación (EMIR - European Market Infrastructure Regulation - no. 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo). Durante 2018, no se detectó ningún rebasamiento de esos valores umbral.

## Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se manifiesta principalmente como cambios inesperados en los cargos sobre pasivos financieros, si se indexan a tasas variables y/o se exponen a la incertidumbre de los términos y condiciones financieras al negociar nuevos instrumentos de deuda, o como un cambio inesperado en el valor de los instrumentos financieros medidos a valor razonable (como la deuda a tasa fija).

El Grupo Enel gestiona principalmente el riesgo de tipo de interés mediante la definición de una estructura financiera óptima, con el doble objetivo de estabilizar los costes por intereses 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 derivados OTC, principalmente swaps de tipos de interés y opciones sobre tipos de interés. El plazo de dichos derivados no excede el vencimiento del pasivo financiero subyacente, de forma que cualquier cambio en el valor razonable y/o en los flujos de efectivo esperados de dichos contratos se compensa con un cambio correspondiente en el valor razonable y/o en los flujos de efectivo de la posición cubierta.

Las técnicas de cobertura por delegación 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 de la 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.

El Grupo Enel acuerda con la contraparte el intercambio periódico de flujos de interés de tipo variable por flujos de tipo fijo, ambos calculados sobre el mismo importe teórico del principal.

Los swaps de tipo de interés variable a fijo transforman los pasivos financieros de tipo variable en pasivos de tipo fijo, neutralizando así la exposición de los flujos de efectivo a las variaciones de los tipos de interés.

Los swaps de tipo de interés fijo a variable transforman los pasivos financieros de tipo fijo en pasivos de tipo variable, neutralizando así la exposición de su valor razonable a las variaciones de los tipos de interés.

Los swaps de tipos de interés variable a variable transforman los criterios de indexación de los pasivos financieros a tipo variable. Algunos empréstitos estructurados tienen flujos de efectivo de varias etapas cubiertos por swaps de tipos de interés que, en la fecha de presentación de la información y durante un período limitado, permiten el intercambio de flujos de interés de tipo fijo.

Las opciones de tipos de interés implican el intercambio de diferencias de interés calculadas sobre un importe principal teórico una vez que se alcanzan determinados 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 los tipos mínimos y máximos al mismo tiempo. En este caso, los precios de ejercicio se fijan normalmente de forma que no se paga ninguna prima por el contrato (collar de coste cero).

Estos contratos se utilizan normalmente cuando el tipo de interés fijo que puede obtenerse en un swap de tipos de interés se considera demasiado alto con respecto a las expectativas del mercado sobre 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, ya que permiten beneficiarse de cualquier disminución de los tipos de interés.

La siguiente tabla muestra el valor nominal de los derivados de tasas de interés al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, desglosados por tipo de contrato:

Millones de euros	Importe nominal	
	2018	2017
Swaps de tipo de interés variable a fijo	10,032	11,166
Swaps de tipos de interés fijo a variable	154	884
Swaps de tipo de interés fijo a fijo	-	-
Swaps de tipos de interés variable a variable	165	165
Opciones de tipos de interés	50	50
<b>Total</b>	<b>10,401</b>	<b>12,265</b>

Para más detalles sobre los derivados de tipo de interés, véase la nota 46 "Derivados y contabilidad de coberturas".

#### **Análisis de sensibilidad al riesgo de tasa de interés**

Enel analiza la sensibilidad de su exposición estimando los efectos de un cambio en las tasas de interés sobre la cartera de instrumentos financieros.

Más específicamente, el análisis de sensibilidad mide el impacto potencial en el resultado y en el patrimonio de escenarios de mercado que podrían causar 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 incrementos y disminuciones paralelas en la curva de rendimientos a la fecha de cierre del ejercicio.

No se introdujeron cambios en los métodos e hipótesis utilizados en el análisis de sensibilidad en comparación con el año anterior.

Con el resto de variables constantes, el resultado antes de impuestos del Grupo se vería afectado por un cambio en el nivel de los tipos de interés de la siguiente manera:

Millones de euros	2018				
		Impacto en el resultado antes de impuestos		Impacto en el patrimonio neto antes de impuestos	
	Puntos base	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variación del gasto financiero sobre deuda bruta a tipo variable a largo plazo tras cobertura	25	23	(23)	-	-
Variación in valor razonable of derivatives classified as non-hedging instruments	25	6	(6)	-	-
<b>Variación en el valor razonable de los derivados designados como instrumentos de cobertura</b>					
Cobertura de flujos de efectivo	25	-	-	108	(108)
Cobertura de valor razonable	25	(1)	1	-	-

### Riesgo de cambio

El riesgo de cambio se manifiesta principalmente como cambios inesperados en las partidas de los estados financieros asociados con transacciones denominadas en una moneda distinta de la moneda de la cuenta. La exposición del Grupo está relacionada con la compra o venta de combustibles y energía, inversiones (flujos de efectivo por costes capitalizados), dividendos y compra o venta de inversiones de capital, transacciones comerciales y activos y pasivos financieros.

Con el fin de minimizar la exposición al riesgo cambiario, Enel implementa geográficamente fuentes diversificadas de ingresos y costos, y utiliza mecanismos de indexación en los contratos comerciales. Enel también utiliza varios tipos de derivados, normalmente en el mercado OTC.

Los derivados de la cartera de instrumentos financieros del Grupo incluyen swaps de tipos de interés entre divisas, forwards de divisas y swaps de divisas. El plazo de dichos contratos no excede el vencimiento del instrumento subyacente, de forma 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 moneda distinta de la moneda de la cuenta en un pasivo equivalente en la moneda de la cuenta.

Los forwards de divisas son contratos en los que las contrapartes acuerdan cambiar los principales importes denominados en diferentes monedas en una fecha y tipo de cambio futuros especificados (la fecha de la huelga). Estos contratos pueden exigir el cambio efectivo de los dos principales (contratos a plazo de entrega) 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 de no entrega). En este último caso, el tipo de interés de ejercicio y/o el tipo de cambio al contado pueden determinarse como medias de los tipos observados en un período determinado.

Los swaps de divisas son contratos en los que las contrapartes celebran dos operaciones de signo contrario en fechas futuras diferentes (normalmente al contado y a plazo) que prevén el intercambio de principal denominado en distintas divisas.

La siguiente tabla muestra el importe nocional de las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, desglosado por tipo de partida cubierta.

Millones de euros	Importe nominal	
	2018	2017
Swaps de tipos de interés entre divisas (CCIRS) que cubren deuda denominada en divisas distintas del euro	24,712	19,004
Cobertura de forwards de divisas exVariación de riesgo sobre materias primas	4,924	3,526
Forwards de divisas que cubren flujos de caja futuros en divisas distintas del euro	5,386	6,319
Swaps de divisas que cubren papel comercial	-	-
Préstamos de cobertura de tipos de cambio a plazo	-	-
Otros forwards de divisas	1,584	300
<b>Total</b>	<b>36,606.0</b>	<b>29,149</b>

Más específicamente, estos incluyen:

- > CCIRSs con un valor nominal de 24,712 millones de euros para cubrir el riesgo de cambio de la deuda denominada en monedas distintas al euro (19,004 millones de euros a 31 de diciembre de 2017);
- > Forwards de divisas con un valor nominal total de 10,310 millones de euros para cubrir el riesgo de tipo de cambio asociado a las compras y ventas de gas natural, compras de combustible y flujos de caja esperados en divisas distintas al euro (9,845 millones de euros a 31 de diciembre de 2017);
- > Los contratos a plazo sobre otras divisas incluyen las operaciones 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 energías renovables e infraestructuras y redes (contadores digitales de nueva generación), sobre los gastos de explotación para el suministro de servicios de nube y sobre los ingresos por la venta de energías renovables.

Al 31 de diciembre de 2018, el 55% (47% al 31 de diciembre de 2017) de la deuda a largo plazo del Grupo estaba denominada en monedas distintas del euro.

Teniendo en cuenta las coberturas de riesgo de tipo de cambio, el porcentaje de deuda no cubierta a 31 de diciembre de 2018 es del 19% (17% a 31 de diciembre de 2017).

#### **Análisis de sensibilidad al riesgo de cambio**

El Grupo analiza la sensibilidad de su exposición estimando los efectos de una variación de los tipos de cambio sobre la cartera de instrumentos financieros.

Más específicamente, el análisis de sensibilidad mide el impacto potencial en el resultado del ejercicio y en el patrimonio neto de escenarios de mercado que podrían causar un cambio en el valor razonable de los derivados o en el gasto financiero asociado con la deuda bruta no cubierta a medio/largo plazo.

Estos escenarios se obtienen simulando la apreciación/amortización del euro frente a todas las monedas comparadas con el valor observado en la fecha de cierre del ejercicio.

No hubo cambios en los métodos o supuestos utilizados en el análisis de sensibilidad en comparación con el año anterior.

Con todas las demás variables constantes, el resultado antes de impuestos se vería afectado por las siguientes variaciones en los tipos de cambio:

	Tasa	Impacto en resultados antes de impuestos		Impacto en el patrimonio neto antes de impuestos	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variación in financial expense on gross long-term debt denominated in currencies other than the euro after hedging	10%	-	-	-	-
Variación in valor razonable of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	493	(600)	-	-
<b>Variación en el valor razonable de los derivados designados como instrumentos de cobertura</b>					
Cobertura de flujo de efectivo	10%	-	-	(2,712)	3,311
Cobertura de valor razonable	10%	8	(9)	-	-

### Riesgo de materias primas

El riesgo de fluctuaciones en el precio de las materias primas está asociado principalmente a la compra y venta de electricidad y combustibles a precios variables (por ejemplo, contratos bilaterales indexados, transacciones en el mercado al contado, etc.).

Las exposiciones en contratos indexados se cuantifican desglosando los contratos que generan exposición en los factores de riesgo subyacentes.

Por lo que se refiere a la electricidad vendida por el grupo, Enel utiliza principalmente contratos a precio fijo en forma de contratos físicos bilaterales (PPA) y contratos financieros (por ejemplo, contratos por diferencias, contratos VPP, etc.) en los que las diferencias se pagan a la contraparte si el precio de mercado de la electricidad supera el precio de ejercicio y a Enel en el caso contrario. La exposición residual respecto a la venta de energía en el mercado al contado no cubierta con estos contratos se agrega mediante factores de riesgo uniformes que pueden gestionarse con operaciones de cobertura en el mercado. Para las carteras industriales pueden utilizarse técnicas de cobertura indirecta 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 cartera para evaluar las oportunidades de compensación de exposiciones intercompañías.

El Grupo utiliza principalmente derivados simples de vainilla como cobertura (más específicamente, forwards, swaps, opciones sobre materias primas, futuros, contratos por diferencias).

Enel también se dedica a la negociación por cuenta propia para mantener su presencia en los mercados de materias primas energéticas de referencia del Grupo. Estas operaciones consisten en asumir exposiciones en materias primas energéticas (productos petrolíferos, gas, carbón, certificados de CO2 y electricidad) mediante derivados financieros y contratos físicos negociados en mercados regulados y no regulados, optimizando los beneficios a través de transacciones realizadas en función de la evolución esperada del mercado.

La siguiente tabla muestra el importe nocional de las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, desglosado por tipo de instrumento.

Millones de euros	Importe nocional	
	2018	2017
Contratos a plazo y futuros	41,157	24,824
Intercambios	6,346	4,584
Opciones	549	422
Derivados implícitos	-	-
<b>Total</b>	<b>48,052</b>	<b>29,830</b>

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

### Análisis de sensibilidad del riesgo de las materias primas

La siguiente tabla presenta los resultados del análisis de sensibilidad a un cambio razonablemente posible en los precios de las materias primas subyacentes al modelo de valoración utilizado en el escenario a la misma fecha, con todas las demás variables constantes.

El impacto en el beneficio antes de impuestos de los desplazamientos de +10% y -10% en la curva de precios de las principales materias primas que componen el escenario de combustibles y la cesta de fórmulas utilizadas en los contratos es atribuible principalmente a la variación del precio del gas y de los productos petrolíferos y, en menor medida, de la electricidad y del CO2. El impacto en el patrimonio neto de los mismos cambios en la curva de precios se debe principalmente a los cambios en el precio de la electricidad y, en menor medida, del carbón y el CO2.

Millones de euros	2018				
	Precio commodity	Impacto en el resultado antes de impuestos		Impacto en el patrimonio neto antes de impuestos	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variación en el valor razonable de los derivados de negociación sobre materias primas	10%	(114)	101	-	-
Variación en el valor razonable de los derivados sobre materias primas designados como instrumentos de cobertura	10%	-	-	70	(60)

### Riesgo de crédito

Las operaciones comerciales, de materias primas y financieras del Grupo lo exponen al riesgo de crédito, es decir, a la posibilidad de que un deterioro de la solvencia de una contraparte que tenga un impacto adverso en el valor esperado de la posición acreedora o, sólo en el caso de los acreedores comerciales, 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 (deudores comerciales);
- > actividades de negociación que implican el intercambio físico de activos o transacciones en instrumentos financieros (la cartera de materias primas);
- > la negociación de derivados, depósitos bancarios y, en general, de instrumentos financieros (la cartera financiera).

Con el fin de minimizar el riesgo de crédito, las exposiciones crediticias 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 de riesgos. El seguimiento de la exposición consolidada es realizado por Enel SpA.

Además, a nivel de Grupo, la política prevé el uso de criterios uniformes -en las principales regiones/países/líneas de negocio globales y a nivel consolidado- en la medición de las exposiciones de crédito comercial con el fin de identificar rápidamente cualquier deterioro en la calidad de las cuentas por cobrar pendientes y cualquier medida de mitigación que deba adoptarse.

La política de gestión del riesgo de crédito 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 garantizadas.

Adicionalmente, el Grupo realiza operaciones de cesión de cuentas a cobrar sin recurso, lo que da lugar a la baja total de los correspondientes activos afectos a 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 reducción del riesgo 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 mediante la adopción de marcos contractuales normalizados específicos que contienen cláusulas de reducción del riesgo (por ejemplo, acuerdos de compensación) y, posiblemente, el intercambio de garantías en efectivo.

## Deudores financieros

Millones de euros

						al 31 de dic. 2018
Staging	Base para el reconocimiento del fondo de pérdidas esperadas	Tasa de pérdida media (PD*LGD)	Valor contable bruto	Reserva para pérdidas esperadas	Valor neto	
Desempeño	12 m ECL	0.3%	7,682	22	7,660	
Bajo rendimiento	Lifetime ECL	44.2%	344	152	192	
Riesgos dudosos	Lifetime ECL	100.0%	55	55	-	
<b>Total</b>			<b>8,081</b>	<b>229</b>	<b>7,852</b>	

Activos derivados de contratos con clientes, deudores comerciales y otras cuentas a cobrar: valoración individual

Millones de euros	Al 31 de dic. 2018			
	Tasa de pérdida media (PD*LGD)	Valor contable bruto	Reserva para pérdidas esperadas	Valor neto
<b>Activos por contratos</b>	-	37	-	37
<b>Deudores comerciales</b>				
Clientes no vencidos	0.9%	4,349	37	4,312
Clientes vencidos:				
- 1-30 días	4.6%	368	17	351
- 31-60 días	13.0%	77	10	67
- 61-90 días	6.7%	60	4	56
- 91-120 días	15.6%	45	7	38
- 121-150 días	4.3%	46	2	44
- 151-180 días	20.3%	79	16	63
- más de 180 días (crédito deteriorado)	51.6%	1,088	561	527
<b>Total cuentas por cobrar</b>		<b>6,112</b>	<b>654</b>	<b>5,458</b>
<b>Otras cuentas por cobrar</b>				
Otras cuentas por cobrar no vencidas	1.1%	999	11	988
Otras cuentas por cobrar vencidas:				
- 1-30 días	-	83	-	83
- 31-60 días	-	-	-	-
- 61-90 días	-	-	-	-
- 91-120 días	-	-	-	-
- 121-150 días	-	-	-	-
- 151-180 días	-	-	-	-
- más de 180 días (crédito deteriorado)	-	-	-	-
<b>Total otras cuentas por cobrar</b>		<b>1,082</b>	<b>11</b>	<b>1,071</b>
<b>TOTAL</b>		<b>7,231</b>	<b>665</b>	<b>6,566</b>

## Activos derivados de contratos con clientes, deudores comerciales y otras cuentas a cobrar: valoración colectiva

Millones de euros

	al 31 de dic. 2018			
	Tasa de pérdida media (PD*LGD)	Valor contable bruto	Reserva para pérdidas esperadas	Valor neto
<b>Activos contractuales</b>	<b>0.2%</b>	<b>445</b>	<b>1</b>	<b>444</b>
<b>Deudores comerciales</b>				
Cientes no vencidos	2.3%	3,988	91	3,897
<b>Cientes vencidos:</b>				
- 1-30 días	1.9%	2,289	44	2,245
- 31-60 días	12.0%	209	25	184
- 61-90 días	18.7%	139	26	113
- 91-120 días	24.8%	125	31	94
- 121-150 días	22.5%	111	25	86
- 151-180 días	29.3%	92	27	65
- más de 180 días (crédito deteriorado)	56.9%	3,350	1,905	1,445
<b>Total cuentas por cobrar</b>		<b>10,303</b>	<b>2,174</b>	<b>8,129</b>
<b>Otras cuentas por cobrar</b>				
Otras cuentas por cobrar no vencidas	3.3%	393	13	380
<b>Otras cuentas por cobrar vencidas:</b>				
- 1-30 días	-	40	-	40
- 31-60 días	-	-	-	-
- 61-90 días	-	-	-	-
- 91-120 días	-	-	-	-
- 121-150 días	-	-	-	-
- 151-180 días	-	-	-	-
- más de 180 días (crédito deteriorado)	-	-	-	-
Total otras cuentas por cobrar		<b>433</b>	<b>13</b>	<b>420</b>
<b>TOTAL</b>		<b>11,181</b>	<b>2,188</b>	<b>8,993</b>

## Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez se manifiesta como una incertidumbre sobre la capacidad del Grupo para cumplir con sus obligaciones asociadas con los pasivos financieros que se liquidan mediante la entrega de efectivo u otro activo financiero.

Enel gestiona el riesgo de liquidez implementando medidas para asegurar un nivel adecuado de recursos financieros líquidos, minimizando el coste de oportunidad asociado y manteniendo una estructura de deuda equilibrada en términos de perfil de vencimiento y fuentes de financiación.

A corto plazo, el riesgo de liquidez se mitiga manteniendo un nivel adecuado de recursos incondicionalmente disponibles, incluyendo liquidez disponible y depósitos a corto plazo, líneas de crédito comprometidas disponibles y una cartera de activos de alta liquidez.

A largo plazo, el riesgo de liquidez se mitiga manteniendo un perfil de vencimiento equilibrado para nuestra deuda, el acceso a una variedad de fuentes de financiamiento en diferentes mercados, en diferentes monedas y con diversas contrapartes.

La mitigación del riesgo de liquidez permite al Grupo mantener una calificación crediticia que asegura el acceso al mercado de capitales y limita el coste de los fondos, con un impacto positivo en su desempeño y posición financiera.

El Grupo mantiene las siguientes líneas de crédito no dispuestas:

Millones de euros	al 31 de dic. 2018		Al 31 de dic. 2017	
	Vencimiento en el plazo de un año	Vencimiento superior a un año	Vencimiento en el plazo de un año	Vencimiento superior a un año
Líneas de crédito comprometidas	750	13,758	245	13,761
Líneas de crédito no comprometidas	355	-	360	1
Pagarés de empresa	6,990	-	7,464	-
<b>Total</b>	<b>8,095</b>	<b>13,758</b>	<b>8,069</b>	<b>13,762</b>

### Análisis de vencimientos

El cuadro siguiente resume el perfil de vencimientos de la deuda a largo plazo del Grupo.

Millones de euros	Vencimiento en						
	Menos de 3 meses	De 3 meses a 1 año	2020	2021	2022	2023	Más allá
<b>Bonos:</b>							
- listado, tipo fijo	55	790	1,928	1,309	2,250	2,801	13,966
- cotizado, tipo variable	106	199	283	355	465	567	1,191
- sin cotización, tipo fijo	-	-	-	-	1,787	2,172	8,799
- no cotizado, tipo variable	135	56	27	111	97	97	428
<b>Total de empréstitos</b>	<b>296</b>	<b>1,045</b>	<b>2,238</b>	<b>1,775</b>	<b>4,599</b>	<b>5,637</b>	<b>24,384</b>
<b>Préstamos bancarios:</b>							
- tasa fija	82	395	397	244	75	42	251
- interés variable	188	1,165	1,381	1,175	629	636	3,780
- uso de líneas de crédito rotativas	-	-	73	136	-	-	-
<b>Total de empréstitos bancarios</b>	<b>270</b>	<b>1,560</b>	<b>1,851</b>	<b>1,555</b>	<b>704</b>	<b>678</b>	<b>4,031</b>
<b>Préstamos no bancarios:</b>							
- tasa fija	42	122	176	165	169	176	699
- interés variable	7	25	37	31	27	20	31
<b>Total endeudamiento no bancario</b>	<b>49</b>	<b>147</b>	<b>213</b>	<b>196</b>	<b>196</b>	<b>196</b>	<b>730</b>
<b>Total</b>	<b>615</b>	<b>2,752</b>	<b>4,302</b>	<b>3,526</b>	<b>5,499</b>	<b>6,511</b>	<b>29,145</b>

### Compromisos de compra de productos básicos

En el ejercicio de su actividad, el Grupo Enel ha suscrito contratos para la compra de determinadas cantidades de materias primas en una fecha futura para su propio uso, que pueden acogerse a la exención por uso propio prevista en la NIC 39.

La siguiente tabla muestra los flujos de efectivo no descontados asociados con los compromisos pendientes al 31 de diciembre de 2018.

Millones de euros

<b>Compromisos de compra de productos básicos:</b>	<b>al 31 de dic. 2018</b>	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Posterior
- de electricidad	109,638	27,358	20,282	19,892	42,106
- combustibles	43,668	26,536	10,969	4,398	1,765
<b>Total</b>	<b>153,306</b>	<b>53,894</b>	<b>31,251</b>	<b>24,290</b>	<b>43,871</b>

#### 45. Compensación de activos financieros y pasivos financieros

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo no mantenía posiciones compensatorias en activos y pasivos, ya que no es política del Grupo Enel liquidar los activos y pasivos financieros en términos netos.

#### 46. Derivados y contabilidad de coberturas

Los siguientes cuadros muestran el valor nominal y el valor razonable de los activos financieros derivados y de los pasivos financieros derivados elegibles para la contabilidad de coberturas o valorados como FVTPL, clasificados en función del tipo de relación de cobertura y del riesgo cubierto, desglosados en instrumentos corrientes y no corrientes.

El monto nominal de un contrato de derivados es el monto sobre el cual se intercambian los flujos de efectivo. Este importe puede expresarse como un valor o una cantidad (por ejemplo, toneladas, convertidas en euros multiplicando el importe teórico por el precio acordado). Los importes denominados en monedas distintas del euro se convierten a los tipos de cambio oficiales de fin de año facilitados por la empresa World Markets Reuters (WMR).

Millones de euros	No corriente				Corriente			
	Nocional		Valor razonable		Nocional		Valor razonable	
	al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017
<b>Derivados de cobertura de valor razonable:</b>								
- sobre tipos de interés	12	827	6	23	15	-	1	-
- sobre tasas de exVariación	171	-	19	-	66	-	3	-
<b>Total</b>	<b>183</b>	<b>827</b>	<b>25</b>	<b>23</b>	<b>81</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>-</b>
<b>Derivados de cobertura de flujos de efectivo:</b>								
- sobre tipos de interés	404	780	12	5	427	127	1	1
- sobre tasas de exVariación	8,318	3,644	675	594	4,689	1,130	252	45
- sobre los productos básicos	1,126	367	262	63	1,428	1,975	494	281
<b>Total</b>	<b>9,848</b>	<b>4,791</b>	<b>949</b>	<b>662</b>	<b>6,544</b>	<b>3,232</b>	<b>747</b>	<b>327</b>
<b>Derivados de negociación:</b>								
- sobre tipos de interés	50	394	2	3	-	-	-	-
- sobre tasas de exVariación	197	134	4	5	4,057	4,442	51	80
- sobre los productos básicos	261	177	25	9	20,553	12,909	3,112	1,902
<b>Total</b>	<b>508</b>	<b>705</b>	<b>31</b>	<b>17</b>	<b>24,610</b>	<b>17,351</b>	<b>3,163</b>	<b>1,982</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS FINANCIEROS DERIVADOS</b>	<b>10,539</b>	<b>6,323</b>	<b>1,005</b>	<b>702</b>	<b>31,235</b>	<b>20,583</b>	<b>3,914</b>	<b>2,309</b>

Millones de euros	No corriente				Corriente			
	Nocional		Valor razonable		Nocional		Valor razonable	
	Al 31 de dic. 2018	al 31 de dic. 2017	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017	al 31 de dic. 2018	al 31 de dic. 2017	Al 31 de dic. 2018	Al 31 de dic. 2017
<b>Derivados de cobertura de valor razonable:</b>								
- sobre tipos de interés	-	-	-	-	-	-	-	-
- sobre tasas de exVariación	-	63	-	7	-	35	-	6
- sobre los productos básicos	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>63</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>-</b>	<b>35</b>	<b>-</b>	<b>6</b>
<b>Derivados de cobertura de flujos de efectivo:</b>								
- sobre tipos de interés	8,605	9,899	605	556	272	50	1	1
- sobre tasas de exVariación	13,025	15,756	1,803	2,375	2,791	2,096	348	114
- sobre los productos básicos	656	368	167	39	2,050	1,114	859	159
<b>Total</b>	<b>22,286</b>	<b>26,023</b>	<b>2,575</b>	<b>2,970</b>	<b>5,113</b>	<b>3,260</b>	<b>1,208</b>	<b>274</b>
<b>Derivados de negociación:</b>								
- sobre tipos de interés	478	88	17	9	138	100	66	65
- sobre tasas de exVariación	191	326	3	10	3,101	1,474	33	38
- sobre los productos básicos	133	18	14	2	21,845	12,902	3,036	1,877
<b>Total</b>	<b>802</b>	<b>432</b>	<b>34</b>	<b>21</b>	<b>25,084</b>	<b>14,476</b>	<b>3,135</b>	<b>1,980</b>
<b>TOTAL DE PASIVOS FINANCIEROS DERIVADOS</b>	<b>23,088</b>	<b>26,518</b>	<b>2,609</b>	<b>2,998</b>	<b>30,197</b>	<b>17,771</b>	<b>4,343</b>	<b>2,260</b>

## 46.1 Derivados designados como instrumentos de cobertura

D Los derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable, en la fecha de contratación del contrato y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la ganancia o pérdida resultante depende de si el derivado está designado como un instrumento de cobertura y, de ser así, de la naturaleza del elemento que se está cubriendo.

La contabilidad de coberturas se aplica a los derivados contratados para reducir riesgos tales 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 negocios en el extranjero cuando se cumplen todos los criterios establecidos en la NIIF 9.

Al inicio de la operación, el Grupo documenta la relación entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, 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 continua, de si los instrumentos de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Para las coberturas de flujos de efectivo de las transacciones previstas designadas como partidas cubiertas, el Grupo evalúa y documenta que son altamente probables y presentan una exposición a los cambios en los flujos de efectivo que afectan al resultado del ejercicio.

Dependiendo de la naturaleza de la exposición a los riesgos, el Grupo designa los derivados como uno u otro:

- > cobertura del valor razonable; o
- > cobertura de flujos 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 deberá cumplir todos los criterios que se indican a continuación:

- > existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta;
- > el efecto del riesgo de crédito no domina los cambios de valor resultantes de la relación económica;
- > el ratio de cobertura definido en la designación inicial será igual al utilizado a efectos de la gestión del riesgo (es decir, la misma cantidad de la partida cubierta que la entidad cubre realmente y la cantidad del instrumento de cobertura que la entidad utiliza realmente para cubrir la cantidad de la partida cubierta).

De acuerdo con los requerimientos de la NIIF 9, la existencia de una relación económica es evaluada por el Grupo a través de una evaluación cualitativa o cuantitativa, dependiendo de las siguientes circunstancias:

- > si el riesgo subyacente del instrumento de cobertura y del elemento cubierto es el mismo, la existencia de una relación económica se proporcionará a través de un análisis cualitativo;
- > Por otra parte, si el riesgo subyacente del instrumento de cobertura y de la partida cubierta no es el mismo, la existencia de la relación económica se demostrará mediante 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 de la partida cubierta, se analizarán diferentes escenarios.

Para la cobertura del riesgo de precio de las materias primas, la existencia de una relación económica se deduce de una matriz de clasificación que define, para cada posible componente de riesgo, un conjunto de todos los derivados estándar disponibles en el mercado cuya clasificación se basa en su eficacia para cubrir el riesgo considerado.

Para evaluar los efectos del riesgo de crédito, el Grupo considera la existencia de medidas de mitigación del riesgo (colaterales, cláusulas de disolución mutua, acuerdos de compensación, etc.).

El Grupo ha establecido un ratio de cobertura de 1:1 para todas las relaciones de cobertura (incluida la cobertura del riesgo de precio de los productos básicos), ya que el riesgo subyacente del derivado de cobertura es idéntico al riesgo cubierto, con el fin de minimizar la ineficacia de la cobertura.

La ineficacia de la cobertura se evaluará mediante una evaluación cualitativa o un cálculo cuantitativo, en función de las siguientes circunstancias:

- > si los términos críticos de la partida cubierta y del instrumento de cobertura coinciden y no existen otras fuentes de ineficacia, incluido el ajuste del riesgo de crédito en el derivado de cobertura, la relación de cobertura se considerará plenamente efectiva sobre la base de una evaluación cualitativa;
- > si los términos críticos de la partida cubierta 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 de compensación acumulada 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 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 de la partida cubierta dependen de una variable que es diferente de la variable que provoca el cambio en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura);
- > diferencias temporales (es decir, la partida cubierta y el instrumento de cobertura se producen o se liquidan en fechas diferentes);
- > diferencias en la cantidad o en el importe nominal (es decir, la partida cubierta 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 una partida cubierta 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 de las partidas cubiertas).
- > si los términos críticos de la partida cubierta y del instrumento de cobertura coinciden y no existen otras fuentes de ineficacia, incluido el ajuste del riesgo de crédito en el derivado de cobertura, la relación de cobertura se considerará plenamente efectiva sobre la base de una evaluación cualitativa;
- > si los términos críticos de la partida cubierta y del instrumento de cobertura no coinciden o si existe al menos una fuente de cobertura de ineficacia, la ineficacia de la cobertura se cuantificará aplicando el método de compensación acumulativa 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 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 de la partida cubierta dependen de una variable que es diferente de la variable que provoca el cambio en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura);
- > diferencias temporales (es decir, la partida cubierta y el instrumento de cobertura se producen o se liquidan en fechas diferentes);
- > diferencias en la cantidad o en el importe nominal (es decir, la partida cubierta 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 una partida cubierta 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 de las partidas cubiertas).

### **Coberturas de valor razonable**

Las coberturas de valor razonable se utilizan para proteger al Grupo contra la exposición a cambios en el valor razonable de activos, pasivos o compromisos en firme atribuibles a un riesgo particular que puedan afectar al resultado del ejercicio.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que califican y son designados como instrumentos de cobertura se reconocen en el estado de resultados, junto con los cambios en el valor razonable de la partida cubierta que son atribuibles al riesgo cubierto.

Si la cobertura deja de cumplir los criterios de la contabilidad de coberturas, el ajuste al valor en libros de una partida cubierta para la que se utiliza el método del tipo de interés efectivo se amortiza en la cuenta de resultados a lo largo del período hasta el vencimiento.

### **Coberturas de flujos de efectivo**

Las coberturas de flujos de efectivo se aplican para cubrir la exposición del Grupo a los cambios en los flujos de efectivo futuros que sean atribuibles a un riesgo particular asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción altamente probable que pueda afectar al resultado del ejercicio.

La porción 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 otra utilidad integral. La ganancia o pérdida relacionada con la parte ineficaz se reconoce inmediatamente en la cuenta de resultados.

Los importes acumulados en el patrimonio neto se reclasifican a resultados en los períodos en los que la partida cubierta afecta al resultado (por ejemplo, cuando tiene lugar la venta prevista cubierta).

Si la partida cubierta da lugar al reconocimiento de un activo no financiero (es decir, inmovilizado material o existencias, etc.) o de un pasivo no financiero, o si una transacción prevista cubierta para un activo no financiero o un pasivo no financiero se convierte en un compromiso en firme al que se aplica la contabilidad de coberturas de valor razonable, el importe acumulado en el patrimonio neto (es decir, la reserva de flujos de efectivo) se eliminará e incluirá en el valor inicial (coste u otro importe en libros) del activo o del pasivo cubierto (es decir, el "ajuste básico").

Cuando un instrumento de cobertura vence o se vende, o cuando una cobertura deja de cumplir los criterios de la contabilidad de coberturas, cualquier 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 finalmente en la cuenta de resultados. Cuando ya no se espera que ocurra una transacción prevista, la ganancia o pérdida acumulada que se registró en el patrimonio neto se transfiere inmediatamente a la cuenta de resultados.

Para las relaciones de cobertura que utilizan a plazo como instrumento de cobertura, en las que sólo se designa como instrumento de cobertura la modificación del valor del elemento al contado, la contabilización del elemento a plazo (resultado frente a OCI) se define caso por caso. Este enfoque es aplicado por el Grupo para la cobertura del riesgo de tipo de cambio en activos renovables.

Por el contrario, en las relaciones de cobertura que utilizan como instrumento de cobertura el swap de tipos de interés entre divisas, el Grupo separa el diferencial de tipos de cambio al designar el derivado de cobertura y lo presenta en el otro resultado global (OCI) como costes de cobertura.

En cuanto a las coberturas de flujos de caja del riesgo de materias primas, con el fin de mejorar su coherencia con la estrategia de gestión de riesgos, el Grupo Enel aplica un enfoque dinámico de contabilidad de coberturas basado en requisitos específicos de liquidez (el denominado enfoque basado en la liquidez).

Este enfoque requiere la designación de coberturas mediante la utilización de los derivados más líquidos disponibles en el mercado y su sustitución por otros más eficaces para cubrir el riesgo en cuestión.

De acuerdo con la estrategia de gestión de riesgos, el enfoque basado en la liquidez permite la refinanciación de un derivado sustituyéndolo por un nuevo derivado, no sólo en caso de vencimiento sino también durante la relación de cobertura, siempre y cuando el nuevo derivado cumpla los dos requisitos siguientes:

- > representa el mejor proxy del antiguo derivado en términos de ranking;
- > cumple con los requisitos específicos de liquidez. El cumplimiento de estos requisitos se verifica trimestralmente.
- > En la fecha de prórroga, se interrumpe la relación de cobertura. Por lo tanto, 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 derivado antiguo se reconocerán en la cuenta de resultados.

Los siguientes cuadros muestran el importe nominal y el valor razonable de los activos y pasivos de los derivados de cobertura, clasificados en función de cada tipo de relación de cobertura y de riesgo cubierto, desglosados en corrientes y no corrientes.

El monto nominal de un contrato de derivados es el monto sobre el cual se intercambian los flujos de efectivo. Este importe puede expresarse como un valor o una cantidad (por ejemplo, toneladas, convertidas en CU multiplicando el importe teórico por el precio acordado). Las cantidades denominadas en monedas distintas de las CU se convierten a los tipos de cambio de fin de año proporcionados por la empresa World Markets Reuters (WMR).

Para más información sobre la medición del valor razonable de los contratos de derivados, véase la nota 47 "Medición del valor razonable".

#### 46.1.1 Relaciones de cobertura por tipo de riesgo cubierto

##### Riesgo de tasa de interés

La siguiente tabla muestra el importe nominal y el valor razonable de los instrumentos de cobertura sobre el riesgo de tipo de interés de las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, desglosados por tipo de cobertura.

Millones de euros		Valor razonable	Importe nominal	Valor razonable	Importe nominal
Hedging instrument	Hedged item	Al 31 de dic 2018		Al 31 de dic. 2017	
Tasa de interés swaps	Préstamos tasa fija	6	12	22	812
Tasa de interés swaps	Préstamos tasa variable	(599)	9,581	(550)	10,799
Tasa de interés swaps	Activos financieros tasa variable	7	142	-	72
<b>Total</b>		<b>(586)</b>	<b>9,735</b>	<b>(528)</b>	<b>11,683</b>

La siguiente tabla muestra el importe nominal y el valor razonable de los derivados de cobertura de riesgo de tipo de interés al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, desglosados por tipo de cobertura:

Millones de euros	Importe nominal		Activos en VR		Importe nominal		Pasivos en VR	
	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017
<b>Cobertura de valor razonable:</b>								
- tasa de interés swaps	27	827	7	23	-	-	-	-
<b>Cobertura de flujo de efectivo:</b>								
- tasa de interés swaps	831	907	13	6	8,877	9,949	(606)	(557)
<b>Total tasa de interés derivados</b>	<b>858</b>	<b>1,734</b>	<b>20</b>	<b>29</b>	<b>8,877</b>	<b>9,949</b>	<b>(606)</b>	<b>(557)</b>

El valor nominal de los derivados clasificados como instrumentos de cobertura a 31 de diciembre de 2018 asciende a 9,735 millones de euros, con un correspondiente valor razonable negativo de 586 millones de euros.

En comparación con el 31 de diciembre de 2017, el importe nominal ha disminuido en 1,948 millones de euros, principalmente como consecuencia de ello:

- > la cancelación anticipada de contratos de permuta de tipos de interés de pre-cobertura por importe de 1.250 millones de euros en relación con la emisión del bono verde;
- > la cancelación anticipada de los swaps de tipos de interés de pre-cobertura por importe de 1,500 millones de euros respecto a la emisión de bonos denominada en dólares estadounidenses en septiembre;
- > la cancelación anticipada de los swaps de tipos de interés por importe de 938 millones de euros, de los cuales 800 millones de euros corresponden a la oferta pública de adquisición del bono híbrido emitido por Enel SpA en 2013;
- > el vencimiento de contratos de intercambio de tipos de interés por un importe de 177 millones de euros;
- > nuevos swaps de tipos de interés por importe de 2,445 millones de euros.

El valor también refleja la reducción de 527 millones de euros en el importe nominal de los swaps de tipos de interés amortizables. El deterioro del valor razonable de 58 millones de euros refleja principalmente la evolución de la curva de rendimientos.

#### Derivados de cobertura de flujos de efectivo

La siguiente tabla muestra los flujos de efectivo esperados en los próximos años de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo de tasa de interés.

Millones de euros	Valor razonable	Distribución de los flujos de efectivo esperados					
		Al 31 de dic 2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Derivado de cobertura de tasa de interés</b>							
Valor razonable positivo	13	5	3	2	1	1	3
Valor razonable negativo	(606)	(84)	(122)	(116)	(91)	(78)	(146)

La siguiente tabla muestra el impacto de las reservas de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo de tasa de interés sobre el patrimonio durante el período, sin considerar los efectos fiscales.

Millones de euros

<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2017</b>	<b>(768)</b>
Variaciones en el valor razonable reconocidas en el patrimonio neto (OCI)	99
Variaciones en el valor razonable reconocidas en resultados	52
<b>Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>(617)</b>
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2018</b>	<b>(617)</b>
Variaciones en el valor razonable reconocidas en el patrimonio neto (OCI)	(77)
Variaciones en el valor razonable reconocidas en resultados	37
<b>Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>(657)</b>

### Riesgo de cambio

La siguiente tabla muestra el importe nominal y el valor razonable de los instrumentos de cobertura del riesgo de cambio de las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, desglosados por tipo de partida cubierta.

Millones de euros		Valor razonable		Importe nominal	
		Valor razonable	Importe nominal	Valor razonable	Importe nominal
		Al 31 de dic 2018		Al 31 de dic. 2017	
Instrumento de cobertura	Activo cubierto				
Swaps de tasa de interés sobre divisas cruzadas (CCIRSs)	Empréstitos a tipo fijo	(1,325)	21,114	(1,720)	17,616
		95	1,021	(4)	977
Swaps de tasa de interés sobre divisas cruzadas (CCIRSs)	Empréstitos a tipo variable	(71)	297	(29)	321
	Flujos de efectivo futuros denominados en moneda extranjera	99	4,298	(130)	3,076
Swaps de tasa de interés sobre divisas cruzadas (CCIRSs)	Compras futuras de materias primas denominadas en moneda extranjera	(30)	1,089	30	552
	Flujos de efectivo futuros denominados en moneda extranjera	30	1,241	(9)	183
<b>Total</b>		<b>(1,202)</b>	<b>29,060</b>	<b>(1,863)</b>	<b>22,725</b>

Las coberturas de flujos de efectivo y de valor razonable incluyen:

- > CCIRSs con un valor nominal de 21,114 millones de euros utilizados para cubrir el riesgo de cambio de la deuda a tipo fijo denominada en monedas distintas al euro, con un valor razonable negativo de 1,325 millones de euros;
- > CCIRSs con un valor nominal de 1,318 millones de euros utilizados para cubrir el riesgo de cambio de la deuda a tipo variable denominada en monedas distintas al euro, con un valor razonable positivo de 24 millones de euros;
- > Forwards de divisas con un valor nominal de 5,387 millones de euros destinados a cubrir el riesgo de tipo de cambio asociado a las compras de gas natural, compras de combustible y flujos de caja esperados en divisas distintas del euro, con un valor razonable positivo de 69 millones de euros;

- > Forwards de divisas con un valor nominal de 1,241 millones de euros y un valor razonable positivo de 30 millones de euros en operaciones OTC para mitigar el riesgo de tipo 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 energías renovables e infraestructuras y redes (contadores digitales de nueva generación), sobre los gastos de explotación para el suministro de servicios de cloud computing y sobre los ingresos procedentes de la venta de energías renovables.

La siguiente tabla muestra el valor nominal y el valor razonable de los derivados de tipo de cambio al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, desglosados por tipo de cobertura.

Millones de euros	Importe nominal		Activos en VR		Importe nominal		Pasivos en VR	
	Al 31 de dic 2018	31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	al 31 de Dic. 2017	Al 31 de dic 2018	al 31 Dic. 2017	Al 31 de dic 2018	al 31 de Dic.2017
<b>Cobertura de valor razonable:</b>								
- forwards de moneda	-	-	-	-	-	4	-	-
- CCIRSs	237	-	22	-	-	93	-	(13)
<b>Cobertura de flujo de efectivo:</b>								
- contratos a plazo	4,302	747	160	32	2,326	3,060	(61)	(142)
- CCIRSs	8,705	4,028	767	607	13,490	14,793	(2,090)	(2,347)
<b>Total derivados en tipo de cambio</b>	<b>13,244</b>	<b>4,775</b>	<b>949</b>	<b>639</b>	<b>15,816</b>	<b>17,950</b>	<b>(2,151)</b>	<b>(2,502)</b>

El importe nominal de los CCIRS a 31 de diciembre de 2018 ascendía a 22,432 millones de euros (18,914 millones de euros a 31 de diciembre de 2017), lo que supone un incremento de 3,518 millones de euros. Los swaps de tipos de interés entre divisas con un valor total de 654 millones de euros expiraron, mientras que los swaps de tipos de interés entre divisas con un valor de 148 euros se cerraron anticipadamente. Los nuevos derivados ascienden a 3,871 millones de euros, de los cuales 3,492 millones de euros corresponden a emisiones de bonos denominados en dólares estadounidenses en septiembre de 2018. El valor refleja también la evolución del tipo de cambio del euro frente a las principales monedas, lo que provocó que su importe nominal aumentara en 358 millones de euros.

El valor nominal de los contratos a plazo de divisa a 31 de diciembre de 2018 ascendía a 6,628 millones de euros (3,807 millones de euros a 31 de diciembre de 2017), lo que supone un incremento de 2.821 millones de euros. La exposición al riesgo de cambio, especialmente el asociado al dólar estadounidense, se debe principalmente a las compras de gas natural, a la compra de combustible y a los flujos de caja de las inversiones. Los cambios en el importe teórico están relacionados con la evolución normal de las operaciones.

#### Derivados de cobertura de flujos de efectivo

La siguiente tabla muestra los flujos de efectivo esperados en los próximos años de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre riesgo de tipo de cambio.

Millones de euros	Valor razonable	Distribución de los flujos de efectivo esperados					
		Al 31 de dic 2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Derivados de cobertura de flujos de efectivo en tipo de cambio</b>							
Valor razonable positivo	926	380	261	182	163	332	1,112
Valor razonable negativo	(2,150)	(237)	72	43	29	65	124

La siguiente tabla muestra el impacto de las reservas de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo de tipo de cambio sobre el patrimonio neto durante el período, sin considerar los efectos fiscales.

Millones de euros	
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2017</b>	<b>(1,341)</b>
Variaciones en valor razonable reconocido en patrimonio (ORI)	(211)
Variaciones en valor razonable reconocido en resultados	(88)
<b>Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>(1,640)</b>
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2018</b>	<b>(1,640)</b>
Variaciones en el valor razonable reconocidas en el patrimonio neto (ORI)	181
Variaciones en el valor razonable reconocidas en resultados	65
<b>Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>(1,394)</b>

## Riesgo de materias primas

Millones de euros	Importe nominal		Activos en VR		Importe nominal		Pasivos en VR	
	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017
<b>Derivados de cobertura de valor razonable</b>								
<b>Derivados en potencia:</b>								
- swaps								
- forwards/futuros								
- opciones								
<b>Total derivados en potencia</b>								
<b>Derivados flujo de efectivo:</b>								
<b>Derivados en potencia:</b>								
- swaps	1,249	458	139	39	512	238	(227)	(22)
- forwards/futuros	293	116	20	11	159	545	(12)	(102)
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total derivados en potencia</b>	<b>1,542</b>	<b>574</b>	<b>159</b>	<b>50</b>	<b>671</b>	<b>783</b>	<b>(239)</b>	<b>(124)</b>
<b>Derivados en carbón:</b>								
- swaps	10	525	74	84	619	18	(94)	(1)
- forwards/futuros	-	-	-	-	-	-	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total derivatives on coal</b>	<b>10</b>	<b>525</b>	<b>74</b>	<b>84</b>	<b>619</b>	<b>18</b>	<b>(94)</b>	<b>(1)</b>
<b>Derivados en gas y aceite:</b>								
- swaps	-	45	-	12	-	-	-	-
- forwards/futuros	723	1,036	222	130	1,415	681	(693)	(73)
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total derivados sobre gas y petróleo</b>	<b>723</b>	<b>1,081</b>	<b>222</b>	<b>142</b>	<b>1,415</b>	<b>681</b>	<b>(693)</b>	<b>(73)</b>
<b>Derivados on CO<sub>2</sub>:</b>								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futuros	279	162	301	68	1	-	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total derivatives on CO<sub>2</sub></b>	<b>279</b>	<b>162</b>	<b>301</b>	<b>68</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL DERIVATIVES EN MATERIAS PRIMAS</b>	<b>2,554</b>	<b>2,342</b>	<b>756</b>	<b>344</b>	<b>2,706</b>	<b>1,482</b>	<b>(1,026)</b>	<b>(198)</b>

La tabla muestra el valor nominal y el valor razonable de los derivados que cubren el riesgo de precio de los productos básicos al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, desglosados por tipo de cobertura. El valor razonable positivo de los derivados de cobertura de flujos de caja sobre materias primas afecta a los derivados sobre materias primas de gas y petróleo por importe de 222 millones de euros, a los derivados sobre CO<sub>2</sub> (301 millones de euros), a los derivados sobre energía (159 millones de euros) y, en menor medida, a las coberturas de compras de carbón solicitadas por las empresas generadoras por importe de 74 millones de euros. La primera categoría se refiere principalmente a las coberturas de las fluctuaciones en el precio del gas natural, tanto para las compras como para las ventas, realizadas para los productos básicos del petróleo y los productos de gas con entrega física (coberturas "todo en uno").

Los derivados de cobertura de flujos de caja sobre materias primas incluidos en el pasivo incluyen los derivados sobre materias primas de gas y petróleo por importe de 693 millones de euros, los derivados sobre energía por importe de 239 millones de euros y los derivados sobre carbón (94 millones de euros).

## Derivados de cobertura de flujos de efectivo

La siguiente tabla muestra los flujos de efectivo esperados en los próximos años de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo de materias primas.

Millones de euros	Valor razonable		Distribución de los flujos de efectivo esperados				
	Al 31 de dic 2018	2019	2020	2021	2022	2023	Posterior
<b>Derivados de flujo de efectivo y materias primas</b>							
Valor razonable positivo	756	494	178	4	5	6	69
Valor razonable negativo	(1,026)	(859)	(143)	(10)	(7)	(5)	(2)

La siguiente tabla muestra el impacto de las reservas de los derivados de cobertura de flujos de efectivo en el riesgo de los productos básicos sobre el patrimonio neto durante el período, sin incluir los efectos impositivos.

Millones de euros	
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2017</b>	<b>345</b>
Variaciones en el valor razonable reconocidas en el patrimonio neto (OCI)	409
Variaciones en el valor razonable reconocidas en resultados	(513)
Variaciones en el valor razonable reconocidas en resultados - parte inefectiva	-
<b>Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>241</b>
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2018</b>	<b>241</b>
Variaciones en el valor razonable reconocidas en el patrimonio neto (OCI)	(199)
Variaciones en el valor razonable reconocidas en resultados	(129)
<b>Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>(87)</b>

## 46.2 Derivados a valor razonable con cambios en resultados

La siguiente tabla muestra el monto nominal y el valor razonable de los derivados con cambios en resultados al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017.

Millones de euros	Importe nominal		Activos VR		Importe nominal		Pasivos en VR	
	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017	Al 31 de dic 2018	Al 31 de dic 2017
<b>Derivatives at FVTPL</b>								
<b>Derivados en tasa de interés:</b>								
- tasa de interés swaps	50	394	2	3	566	138	(79)	(68)
- tasa de interés opciones	-	-	-	-	50	50	(5)	(6)
<b>Derivados en tipo de cambio:</b>								
- forwards de moneda	4,092	4,576	54	85	1,175	1,759	(18)	(46)
CCIRS	162	-	1	-	2,117	90	(18)	(2)
<b>Derivados en materias primas</b>								
<b>Derivados en potencia:</b>								
- swaps	1,070	776	167	125	229	608	(28)	(107)
- forwards/futuros	6,260	3,439	814	457	6,955	3,500	(1,016)	(522)
- opciones	15	7	28	9	20	16	(11)	(5)
<b>Total derivados en potencia</b>	<b>7,345</b>	<b>4,222</b>	<b>1,009</b>	<b>591</b>	<b>7,204</b>	<b>4,124</b>	<b>(1,055)</b>	<b>(634)</b>
<b>Derivados del carbón:</b>								
- swaps	201	369	56	86	823	294	(48)	(57)
- forwards/futuros	-	29	-	1	-	4	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total derivados sobre el carbón</b>	<b>201</b>	<b>398</b>	<b>56</b>	<b>87</b>	<b>823</b>	<b>298</b>	<b>(48)</b>	<b>(57)</b>
<b>Derivados sobre gas y petróleo:</b>								
- swaps	896	534	215	125	728	629	(186)	(123)
- forwards/futuros	11,894	7,653	1,640	823	12,712	7,483	(1,531)	(732)
- opciones	225	181	147	254	289	216	(165)	(293)
<b>Total derivados sobre gas y petróleo</b>	<b>13,015</b>	<b>8,368</b>	<b>2,002</b>	<b>1,202</b>	<b>13,729</b>	<b>8,328</b>	<b>(1,882)</b>	<b>(1,148)</b>
<b>Derivados on CO<sub>2</sub>:</b>								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futuros	243	97	68	30	221	79	(65)	(34)
- opciones	-	1	-	1	-	1	-	(1)
<b>Total derivados en CO<sub>2</sub></b>	<b>243</b>	<b>98</b>	<b>68</b>	<b>31</b>	<b>221</b>	<b>80</b>	<b>(65)</b>	<b>(35)</b>
<b>Derivados en otros:</b>								
- swaps	9	-	2	-	-	90	-	(5)
- forwards/futuros	1	-	-	-	1	-	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total derivados en otros</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>90</b>	<b>-</b>	<b>(5)</b>
Derivados implícitos	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL DERIVADOS</b>	<b>25,118</b>	<b>18,056</b>	<b>3,194</b>	<b>1,999</b>	<b>25,886</b>	<b>14,957</b>	<b>(3,169)</b>	<b>(2,001)</b>

Al 31 de diciembre de 2018 el importe nominal de los derivados de negociación sobre tasas de interés ascendía a 666 millones de euros. El valor razonable de 81 millones de euros negativos se ha deteriorado en 10 millones de euros respecto al año anterior, debido principalmente a la evolución de la curva de rendimientos.

A 31 de diciembre de 2018, el importe nominal de los derivados sobre tipos de cambio era de 7.546 millones de euros. El aumento global de su valor nominal y la disminución del valor razonable neto asociado de 18 millones de euros reflejaron principalmente operaciones normales y la evolución de los tipos de cambio.

A 31 de diciembre de 2018, el importe nominal de los derivados sobre materias primas ascendía a 42.792 millones de euros. El valor razonable de los derivados de negociación sobre materias primas clasificadas como activos refleja principalmente la valoración de mercado de coberturas de gas y petróleo por importe de 2.002 millones de euros y de derivados sobre energía por importe de 1.009 millones de euros.

El valor razonable de los derivados de negociación sobre materias primas clasificadas como pasivos recoge principalmente coberturas de gas y petróleo por importe de 1.882 millones de euros y derivados sobre energía por importe de 1.055 millones de euros.

Estos valores incluyen transacciones que, aunque establecidas con fines de cobertura, no cumplían los requisitos de la contabilidad de coberturas.

En la categoría "otros" se incluyen las coberturas que utilizan derivados meteorológicos. Además del riesgo de materias primas, las empresas del Grupo también están expuestas a cambios en los volúmenes asociados a las condiciones meteorológicas (por ejemplo, los impactos de la temperatura en el consumo de gas y electricidad).

#### **47. Activos valorados a valor razonable**

El Grupo determina el valor razonable de acuerdo con la NIIF 13 siempre que dicha valoración sea requerida por las normas internacionales de contabilidad como criterio de reconocimiento o valoración.

El valor razonable se define como el precio que se recibiría por vender un activo o se pagaría por transferir un pasivo, en una transacción ordenada, entre participantes del mercado, en la fecha de valoración (es decir, un precio de salida).

El mejor indicador del 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, dependiendo de los insumos y técnicas de valoración utilizadas para determinar su valor razonable:

- > Nivel 1, donde el valor razonable se determina en base a precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los que la entidad puede acceder en la fecha de valoración;
- > Nivel 3, donde el valor razonable se determina sobre la base de datos no observables.

Esta nota también proporciona información detallada sobre las técnicas de valoración y los datos utilizados para realizar estas mediciones.

Con ese fin:

- > Las mediciones recurrentes del valor razonable de los activos o pasivos son las requeridas o permitidas por las NIIF en el balance general al cierre de cada ejercicio;

- > Las mediciones no recurrentes del valor razonable son las requeridas o permitidas por las NIIF en el balance en circunstancias particulares.

Para información general o específica sobre el tratamiento contable de estas circunstancias, véase la nota 2 "Políticas contables y criterios de valoración".

Con ese fin:

- > las mediciones recurrentes del valor razonable de los activos o pasivos son las requeridas o permitidas por las NIIF en el balance general al cierre de cada ejercicio;
- > las mediciones no recurrentes del valor razonable son las requeridas o permitidas por las NIIF en el balance en circunstancias particulares.

Para información general o específica sobre el tratamiento contable de estas circunstancias, véase la nota 2 "Políticas contables y criterios de valoración".

La siguiente tabla muestra, para cada clase de activos valorados a valor razonable de forma recurrente o no recurrente en los estados financieros, la medición del valor razonable al final del período de información y el nivel de la jerarquía de valor razonable en el que se clasifican las mediciones del valor razonable de dichos activos.

Millones de euros	Notes	Activos no corrientes				Activos corrientes			
		Valor raz.	Level 1	Level 2	Level 3	Valor raz.	Level 1	Level 2	Level 3
Equity investments in other entities at FVOCI	26	53	2	12	39	-	-	-	-
Valores en FVOCI	26.1, 30.1	360	360	-	-	72	72	-	-
Valores en FVTPL	26.1	10	-	-	10	-	-	-	-
Activos financieros de los contratos de concesión de servicios en FVTPL	26	2,070	-	2,070	-	-	-	-	-
Loans and receivables measured at fair value	26	359	-	-	359	92	92	-	-
Otras inversiones de liquidez a valor razonable	32	-	-	-	-	84	84	-	-
<b>Cobertura de flujo de efectivo:</b>									
- en tasa de interes	46	12	-	12	-	1	-	1	-
- en tipo de cambio	46	675	-	675	-	252	-	252	-
- en materias primas	46	262	11	251	-	494	171	323	-
<b>Cobertura de valor razonable:</b>									
- en tasa de interes	46	6	-	6	-	1	-	1	-
- en tipo de cambio	46	19	-	19	-	3	-	3	-
<b>Cobertura de negociación:</b>									
- en tasa de interes	46	2	-	2	-	-	-	-	-
- en tipo de cambio	46	4	-	4	-	51	-	51	-
- en materias primas	46	25	9	16	-	3,112	1,951	1,159	2
Inventories measured at valor razonable	28	37	37	-	-	-	-	-	-
Contingent consideration	27	91	-	91	-	-	-	-	-

El valor razonable de las "participaciones en otras entidades" se determina para las sociedades cotizadas sobre la base del precio de cotización fijado en la fecha de cierre del ejercicio, mientras que el de las sociedades no cotizadas se basa en una valoración fiable de los activos y pasivos correspondientes.

Los "contratos de concesión de servicios" se refieren a las operaciones de distribución de electricidad en Brasil, principalmente por parte de Enel Distribuição São Paulo, Enel Distribuição Rio, Enel Distribuição Ceará y Enel Green Power Volta Grande y se contabilizan de acuerdo con la CINIIF 12. El valor razonable se estimó como el costo neto de reposición con base en la información más reciente disponible sobre tasas y en el índice general de precios para el mercado brasileño.

La parte no corriente de "préstamos y cuentas a cobrar" incluye (reconocida en el nivel 3) el valor razonable de la cuenta a cobrar por la enajenación de Slovak Power Holding por importe de 359 millones de euros a 31 de diciembre de 2018. El valor razonable se determina sobre la base de la fórmula de precio especificada en el contrato.

El valor razonable de los contratos de derivados se determina utilizando los precios oficiales de los instrumentos negociados en mercados regulados. El valor razonable de los instrumentos que no cotizan en un mercado regulado se determina utilizando métodos de valoración adecuados para cada tipo de instrumento financiero y datos de mercado al cierre del período (tales como tipos de interés, tipos de cambio, volatilidad), descontando los flujos de efectivo futuros esperados sobre la base de la curva de rendimientos del mercado y convirtiendo los importes en monedas distintas del euro utilizando los tipos de cambio facilitados por la World Markets Reuters (WMR) Company. En el caso de los contratos relativos a materias primas, la medición se realiza utilizando precios, cuando están disponibles, para los mismos instrumentos tanto en mercados regulados como no regulados.

De acuerdo con las nuevas normas internacionales de contabilidad, el Grupo ha incorporado en 2013 una valoración del riesgo de crédito, tanto de la contraparte (Ajuste por valoración de crédito o CVA) como del propio (Ajuste por valoración de débito o DVA), con el fin de ajustar el valor razonable de los instrumentos financieros al correspondiente importe del riesgo de contraparte. En concreto, el Grupo mide el CVA/DVA utilizando una técnica de valoración de Exposición Potencial Futura 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 por el cual se intercambian los flujos de efectivo. Este importe puede expresarse como un valor o una cantidad (por ejemplo, toneladas, convertidas en euros multiplicando el importe teórico por el precio acordado).

Los importes denominados en monedas distintas del euro se convierten en euros a los tipos de cambio de final de año facilitados por la empresa World Markets Reuters (WMR).

Los valores nominales de los derivados aquí presentados no representan necesariamente cantidades de efectivo 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 renta fija cotizados, 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 instrumentos financieros y datos de mercado a la fecha de cierre del ejercicio, incluyendo los diferenciales de crédito de Enel SpA.

## 47.1 Valor razonable de otros activos

For each class of assets not measured at valor razonable on a recurring basis but whose valor razonable must be reported, the following table reports the valor razonable at the end of the period and the level in the valor razonable hierarchy into which the valor razonable measurements of those assets are classified.

Millones de euros	Notes	Activos no corrientes					Activos corrientes		
		Valor Raz.	Level 1	Level 2	Level 3	Valor Raz.	Level 1	Level 2	Level 3
Préstamos y cuentas a cobrar	26, 30	608	-	130	478	1,385	-	1,254	131
Inversiones inmobiliarias	19	196	22	-	174	-	-	-	-
Inventarios	26	57	-	-	57	-	-	-	-

El cuadro presenta el valor razonable de las inversiones inmobiliarias y los inventarios de bienes inmuebles no utilizados en el negocio por importe de 196 millones de euros y 57 millones de euros, respectivamente. Los importes se calcularon con la ayuda de tasaciones realizadas por expertos independientes, que utilizaron diferentes métodos en función de los activos concretos de que se trataba.

El epígrafe "Préstamos y créditos" recoge principalmente los créditos de e-distribución por la eliminación de la Caja de Pensiones de los Trabajadores de la Electricidad y por el reembolso de los gastos relacionados con la jubilación anticipada de los contadores electromecánicos.

## 48. Pasivos valorados a valor razonable

La siguiente tabla muestra, para cada clase de pasivos valorados a valor razonable de forma recurrente o no recurrente en los estados financieros, la medición del valor razonable al final del período de información y el nivel de la jerarquía de valor razonable en el que se clasifican las mediciones del valor razonable.

Millones de euros	Notes	Pasivos no corrientes					Pasivos corrientes		
		Valor razonable	Level 1	Level 2	Level 3	Valor razonable	Level 1	Level 2	Level 3
<b>Derivados de cobertura de flujos de efectivo:</b>									
- en tasas de interés	45	605	-	605	-	1	-	1	-
- en tipo de cambio	45	1,803	-	1,803	-	348	-	348	-
- en materias primas	45	167	67	100	-	859	491	368	-
<b>Cobertura de negociación</b>									
- en tasa de interés	45	17	-	17	-	66	-	66	-
- en tipo de cambio	45	3	-	3	-	33	-	33	-
- en materias primas	45	14	7	7	-	3,036	1,653	1,383	-
Contingent consideration	38, 42	117	-	117	-	109	-	109	-

La contraprestación contingente se refiere a la línea de negocio de Enel X y a Enel Green Power North America, cuyo valor razonable se determinó sobre la base de los términos y condiciones contractuales.

El valor razonable de los derivados sobre materias primas clasificadas en el nivel 3 corresponde a la valoración de los derivados de cobertura sobre índices meteorológicos (derivados meteorológicos). Para estos contratos, la medición utiliza datos históricos certificados sobre las variables subyacentes. Por ejemplo, un derivado HDD ("Heating Degree Days") sobre una determinada estación de medición indicada en el contrato de derivados se mide al valor razonable calculando la diferencia entre la huelga acordada y el promedio histórico de la misma variable observada en la misma estación.

#### 48.1 Valor razonable de otros pasivos

Para cada clase de pasivos no valorados a valor razonable en el balance, pero cuyo valor razonable debe ser reportado, la siguiente tabla muestra 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 dichos pasivos.

Millones de euros

	Notes	Valor razonable	Level 1	Level 2	Level 3
<b>Bonos:</b>					
- tasa fija	43.3.1	38,507	35,179	3,328	-
- tasa variable	43.3.1	4,220	165	4,055	-
<b>Préstamos bancarios:</b>					
- tasa fija	43.3.1	1,539	-	1,539	-
- tasa variable	43.3.1	9,027	-	9,027	-
<b>Préstamos no bancarios:</b>					
- tasa fija	43.3.1	1,585	-	1,585	-
- tasa variable	43.3.1	182	-	182	-
<b>Total</b>		<b>55,060</b>	<b>35,344</b>	<b>19,716</b>	-

## 49. Partes relacionadas

Como operador en el ámbito de la generación, distribución, transporte y venta de electricidad y de gas natural, Enel realiza transacciones con varias empresas controladas directa o indirectamente por el Estado italiano, accionista de control del Grupo.

En el cuadro siguiente se resumen los principales tipos de operaciones realizadas con dichas contrapartes.

Parte relacionada	Relación	Naturaleza de las principales operaciones
Comprador único	Totalmente controlada (indirectamente) por el Ministerio para el Economía y Finanzas	Compra de energía eléctrica para el proyecto mercado de protección
Casas de depósito y de prestigio Grupo	Controlado directamente por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad en los Servicios Auxiliares Mercado (Terna) Venta de servicios de transporte de electricidad (Grupo Eni) Compra de transporte, expedición y medición servicios (Terna) Adquisición de servicios postales (Poste Italiane) Compra de combustibles para plantas de generación y servicios de almacenamiento y distribución de gas natural (Grupo Eni)
ESO - Servicios de Energía Operador	Totalmente controlada (directamente) por el Ministerio para el Economía y Finanzas	Venta de electricidad subvencionada Pago del componente A3 en el caso de la energía renovable incentivos de recursos
EMO - Mercados de la Energía Operador	Totalmente controlada (indirectamente) por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad en la Central ExVariación (EMO) Compra de electricidad en la Central ExVariación para el bombeo y la planificación de la planta (EMO)
Grupo Leonardo ESO - Servicios de Energía	Controlado directamente por el Ministerio de Economía y Finanzas	Adquisición de servicios informáticos y suministro de bienes

Adicionalmente, el Grupo realiza operaciones esencialmente comerciales con empresas asociadas o en las que posee intereses minoritarios.

Por último, Enel también mantiene relaciones con los fondos de pensiones FOPEN y FONDENEL, así como con la Fondazione Enel y Enel Cuore, una empresa sin ánimo de lucro dedicada a la asistencia social y sanitaria.

Todas las operaciones con partes vinculadas se han realizado en condiciones normales de mercado, que en algunos casos son determinadas por la Autoridad Reguladora de Energía, Redes y Medio Ambiente.

Las siguientes tablas resumen las transacciones con partes relacionadas, empresas asociadas y acuerdos conjuntos vigentes al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 y realizados durante el período.

Millones de euros

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESOther	Other management	Key personnel	Total 2018	Associates and Acuerdos conjuntos	Overall total 2018	Total in financial statements	% del total
<b>Estado de resultados</b>											
Ingresos por ventas y servicios	-	1,952	2,622	389	222	-	5,185	202	5,387	73,134	7.4%
Otros ingresos e ingresos	-	-	6	7	3	-	16	22	38	2,538	1.5%
Otros ingresos financieros	-	-	1	-	-	-	1	58	59	1,715	3.4%
Compras de electricidad, gas y combustible	3,228	3,234	1,136	-	-	-	7,598	139	7,737	35,728	21.7%
Costes de servicios y otros materiales	-	52	2,299	3	163	-	2,517	127	2,644	18,870	14.0%
Otros gastos de explotación	6	262	4	-	-	-	272	-	272	2,889	9.4%
Ingresos/(gastos) netos de la gestión del riesgo de los productos básicos	-	-	1	-	-	-	1	9	10	483	2.1%
Otros gastos financieros	-	-	16	8	-	-	24	31	55	4,392	1.3%

Millones de euros

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESOther	Other management	Key personnel	Total at Dec 31, 2018	Associates and joint arrangements	Overall total at Dec. 31, 2018	Total in financial statements	% of total
<b>Balance general</b>											
Deudores comerciales	-	120	717	20	36	-	893	192	1,085	13,587	8.0%
	-	-	-	-	-	-	-	21	21	5,160	0.4%
Otros activos financieros corrientes	-	8	10	146	-	-	164	1	165	2,983	5.5%
Otros activos circulantes	-	-	-	-	-	-	-	52	52	3,914	1.3%
Activos por instrumentos derivados	-	-	-	-	6	-	6	80	86	1,901	4.5%
Otros pasivos no corrientes	-	-	804	-	-	-	804	-	804	48,983	1.6%
Empréstitos a largo plazo	871	160	983	833	19	-	2,866	58	2,924	13,387	21.8%
Acreedores comerciales	-	2	7	-	-	-	9	60	69	12,107	0.6%
Otros pasivos corrientes	-	-	11	-	14	-	25	-	25	1,095	2.3%
Pasivos por contratos a corto plazo	-	-	-	-	-	-	-	35	35	4,343	0.8%
Pasivos por instrumentos derivados a corto plazo	-	-	89	-	-	-	89	-	89	3,367	2.6%
<b>Otra información</b>											
Garantías emitidas	-	250	354	-	132	-	736	-	736		
Garantías recibidas	-	-	135	-	16	-	151	-	151		
Compromisos	-	-	29	-	7	-	36	-	36		

Millones de euros

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other management personnel	Key Total at 2017	Asociados and Joint arrangements	Overall total 2017	Total in financial statements	% of total
Cuenta de resultados										
Ingresos por ventas y servicios		1 1,767	2,668	443	8€	- 4,968	156	5,124	72,664	7.1%
Otros ingresos e ingresos		-	-	2	- 3	- 5	17	22	1,975	1.1%
Otros ingresos financieros		-	-	-	-	-	18	18	2,371	0.8%
Compras de electricidad, gas y combustible		3,345	2,458	1,636	- 4	- 7,443	318	7,761	36,039	21.5%
Costes de servicios y otros materiales		-	75	2,340	5 11€	- 2,535	129	2,664	17,982	14.8%
Otros gastos de explotación		4	524	3	-	- 531	-	531	2,886	18.4%
Ingresos/(gastos) netos de commodity risk management		-	-	32	-	- 32	(5)	27	578	4.7%
Otros gastos financieros		-	-	-	1	- 1	24	25	3,908	0.6%

Millones de euros

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other management personnel	Key Total at Dec. 31, 2017	Asociados y acuerdos arrangements	Overall total At 31 de dic 2017	Total in financial statements	% of total
--	--------------	-----	---------------------------------	-----	----------------------------	----------------------------	-----------------------------------	---------------------------------	-------------------------------	------------

<b>Balance general</b>											
Cuentas por cobrar	-	77	526	57	34	-	<b>694</b>	138	<b>832</b>	<b>14,529</b>	<b>5.7%</b>
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	3	<b>3</b>	<b>4,614</b>	<b>0.1%</b>
Otros activos corrientes	-	-	24	129	1	-	<b>154</b>	8	<b>162</b>	<b>2,695</b>	<b>6.0%</b>
Activos derivados	-	-	-	-	-	-	-	11	<b>11</b>	<b>2,309</b>	<b>0.5%</b>
Otros pasivos no corrientes	-	-	-	-	6	-	<b>6</b>	30	<b>36</b>	<b>2,003</b>	<b>1.8%</b>
Préstamos a largo plazo	-	-	893	-	-	-	<b>893</b>	-	<b>893</b>	<b>42,439</b>	<b>2.1%</b>
Cuentas por pagar	682	110	543	977	11	-	<b>2,323</b>	42	<b>2,365</b>	<b>12,671</b>	<b>18.7%</b>
Otros pasivos corrientes	-	-	10	-	-	-	<b>10</b>	27	<b>37</b>	<b>12,462</b>	<b>0.3%</b>
Pasivos derivados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	9	<b>9</b>	<b>2,260</b>	<b>0.4%</b>
Porción corriente préstamos a largo plazo	-	-	89	-	-	-	<b>89</b>	-	<b>89</b>	<b>7,000</b>	<b>1.3%</b>
<b>Other information</b>											
Garantías emitidas	-	280	360	-	108	-	<b>748</b>	-	<b>748</b>		
Garantías recibidas	-	-	208	-	23	-	<b>231</b>	-	<b>231</b>		
Compromisos	-	-	46	-	6	-	<b>52</b>	-	<b>52</b>		

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 vinculadas 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 propiedad procesal y sustantiva de las transacciones con partes vinculadas. Se adoptó en aplicación de lo dispuesto en el artículo 2391-bis del Código Civil italiano y en el reglamento de aplicación aprobado por la CONSOB. En 2018 no se realizaron operaciones para las cuales fuera necesario revelar la información requerida en las normas sobre operaciones con partes relacionadas adoptadas por la Resolución del CONSOB No. 17221 del 12 de marzo de 2010, modificada por la Resolución No. 17389 del 23 de junio de 2010.

## **50. Subvenciones públicas - Información a revelar de conformidad con el artículo 1, apartados 125-129, de la Ley 124/2017**

De conformidad con el artículo 1, apartados 125-129, de la Ley 124/2017 y sus modificaciones, a continuación se ofrece información sobre las subvenciones recibidas de organismos y entidades públicas italianas, así como sobre las donaciones de Enel SpA y de las filiales consolidadas por integración global a empresas, particulares y entidades públicas y privadas. La revelación comprende:

(i) Subvenciones recibidas de entidades públicas italianas/entidades estatales; y (ii) donaciones realizadas por Enel SpA y las filiales del Grupo a entidades públicas o privadas residentes o establecidas en Italia.

La siguiente información incluye los pagos superiores a 10.000 euros efectuados por el mismo otorgante/donante durante 2018, incluso si se realizan a través de múltiples transacciones financieras. Se reconocen sobre una base de efectivo.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 quater 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 remitirse a 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.

En lo que respecta a las donaciones realizadas, los casos materiales se enumeran a continuación:

## Subvenciones recibidas en millones de euros

Institución financiera/otorgante	Beneficiario	Importe	Notas
Min. Education, Universities & Research (MIUR)	e-Distribuzione	0.10	Pago fraccionado de la subvención recibida para el proyecto Internet de la energía, financiado en el marco de la licitación Artemis - Empresa Común
Emilia-Romagna Region	e-Distribuzione	1.25	Subvención recibida en el marco de la financiación del Decreto Ley 74/2012 - Medidas urgentes para los afectados por los seísmos del 29 de mayo de 2012 en Emilia Romagna
SANPAOLO IMI	Enel Produzione SpA	0.09	Proyecto Ascoli P.R. - Saldo de la subvención recibida en el marco de la iniciativa de financiación - Licitación 14 - Industria 2002 - Ley 488/92
SANPAOLO IMI	Enel Produzione SpA	0.44	Proyecto Volturmo 2 - Saldo de la subvención recibida en el marco de la iniciativa de financiación - Licitación 14 - Industria 2002 - Ley 488/92
Enel SpA	Enel X Srl	0.09	Proyecto R&D cofinanciado con recursos comunitarios y nacionales. Cuota de prefinanciación transferida por Enel SpA, tras la cesión del contrato de financiación a Enel X - Proyecto Connect
ECSEL JU-MIUR	Enel X Srl	0.10	Proyecto R&D cofinanciado con recursos comunitarios y nacionales. Recepción de la prefinanciación - Proyecto WinSic4AP
Min. Economic Development (MISE)	Enel Green Power SpA	0.16	Cuota intermedia de la subvención recibida para O.M.E.G.A. Proyecto financiado en el marco de los Programas de Innovación Tecnológica de la FIT en el marco de la Ley 46/82.
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0.12	Bonificaciones de intereses sobre préstamos para inversiones en empresas extranjeras, en parte en manos de SIMEST. Proyecto Palo Viejo 2 (Guatemala), financiado por el Art. 4 de la Ley 100/90
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0.63	Bonificaciones de intereses sobre préstamos para inversiones en empresas extranjeras, en parte en manos de SIMEST. Proyecto Chucas (Costa Rica), financiado por Art. 4 de la Ley 100/90
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0.57	Bonificaciones de intereses sobre préstamos para inversiones en empresas extranjeras, en parte en manos de SIMEST. Proyecto Talinay (Chile), financiado por el Art. 4 de la Ley 100/90
		3.55	<b>Total</b>

## Donaciones realizadas en millones de euros

Donante	Beneficiario	Importe	Notas
e-distribuzione SpA	Departamento de Seguridad Pública del Ministerio del Interior, Policía Estatal, Oficina Central de Policía de Carreteras	0.12	Donación de 10 sistemas Top Crash para apoyar las operaciones de la Policía de Carreteras
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	0.63	1er pago a cuenta para la donación de 2017
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	1.07	2º pago a cuenta para la donación de 2017
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	1.70	Saldo de la donación de 2017
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	1.59	50% de la donación de 2018
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	0.04	Asociación prevista para 2018
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	0.63	20% de la donación de 2017
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	2.52	80% del saldo de la donación de 2017
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	0.65	20% de la donación de 2018
Enel Produzione SpA	Departamento de Seguridad Pública del Ministerio del Interior, Policía Estatal, Oficina Central de Policía de Carreteras	0.01	Donación de 1 sistema Top Crash para apoyar las operaciones de la Policía de Carreteras
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi	0.03	50% de la donación de 2018
Enel Produzione SpA	Enel Cuore	0.04	Asociación prevista para 2018
Enel Produzione SpA	Enel Cuore	0.01	20% de la donación de 2018
Enel Energia SpA	Departamento de Seguridad Pública del Ministerio del Interior, Policía Estatal, Oficina Central de Policía de Carreteras	0.01	Donación de 1 sistema Top Crash para apoyar las operaciones de la Policía de Carreteras

Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi	1.10	Saldo de la donación de 2017
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi	0.80	50% de la donación de 2018
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0.04	Asociación prevista para 2018
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0.41	20% de la donación de 2017
Enel Energia SpA	Enel Cuore	1.64	80% del saldo de la donación de 2017
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0.06	Proyecto de Donación para las Escuelas
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0.32	20% de la donación de 2018
Enel Italia Srl	Departamento de Seguridad Pública del Ministerio del Interior, Policía Estatal, Oficina Central de Policía de Carreteras	0.02	Donación de 2 sistemas Top Crash para apoyar las operaciones de la Policía de Carreteras
Enel Italia Srl	Enel Cuore	0.04	Asociación prevista para 2018
Enel Italia Srl	Enel Cuore	0.01	20% de la donación de 2017
Enel Italia Srl	Enel Cuore	0.04	80% del saldo de la donación de 2017
Enel Italia Srl	Enel Cuore	0.02	20% de la donación de 2018
Enel Italia Srl	Fondazione Centro Studi	0.03	Saldo de la donación de 2017
Enel Italia Srl	Fondazione Centro Studi	0.04	50% de la donación de 2018
Enel Green Power SpA	Departamento de Seguridad Pública del Ministerio del Interior, Policía Estatal, Oficina Central de Policía de Carreteras	0.03	Donación de 2 sistemas Top Crash para apoyar las operaciones de la Policía de Carreteras
Enel Green Power SpA	Iglesia Católica Etiope Desarrollo Social	0.45	Programa de Servicios de Salud en Saint Luke Catholic Hospital and College of Nursing and Midwifery: donación de un sistema fotovoltaico híbrido
Enel Green Power SpA	Treasury of Roma Capitale-Cultural Heritage Superintendency	0.18	Reurbanización de las zonas exteriores de "Giardino Caffarelli" y "Giardino De Vico" y restauración de tres fuentes
Enel Green Power SpA	Fondazione Centro Studi	0.12	Saldo de la donación de 2017
Enel Green Power SpA	Enel Cuore	0.04	Asociación prevista para 2018
Enel Green Power SpA	Enel Cuore	0.05	20% de la donación de 2017
Enel Green Power SpA	Enel Cuore	0.20	80% del saldo de la donación de 2017
Enel Green Power SpA	Renewable Energy Solutions for the Mediterranean (RES4MED)	0.06	Asociación prevista para 2018
Enel Green Power SpA	Renewable Energy Solutions for the Mediterranean (RES4MED)	0.06	Asociación prevista para 2019

Donaciones realizadas en millones de euros

Donante	Beneficiario	monto	Notas
Enel Green Power SpA	Shared Value Project Limited	0.02	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Public Security Department of Ministry of the Interior, State Police, Central Highway Police Office	0.02	Cuotas de la Asociación 2018 Donación de 2 sistemas Top Crash para apoyar las operaciones de la Policía de Carreteras
Enel SpA	ASHOKA Italia ONLUS	0.06	Donación para promover el crecimiento sostenible
Enel SpA	European University Institute	0.10	Donación para apoyar la investigación
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.10	Donación para apoyar proyectos de investigación y formación avanzada
Enel SpA	Enel Cuore	0.04	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	LUISS	0.06	Donación para apoyar becas de estudio
Enel SpA	Fondazione Teatro del Maggio Musicale	0.40	Donación para proyectos culturales 2018
Enel SpA	Fondazione MAXXI	0.59	Donación para proyectos culturales 2018
Enel SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	0.50	Donación para proyectos culturales 2018
Enel SpA	Elettrici senza frontiere	0.04	Donación para el desarrollo de la energía
Enel SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0.60	Donación para proyectos culturales 2018
Enel SpA	OECD	0.08	Donación para 2018

Enel SpA	Enel X Srl	0.09	Proyecto de R&D cofinanciado con recursos comunitarios y nacionales. Cuota transferida por Enel SpA, tras la cesión del contrato de financiación a Enel X - Proyecto Connect
Enel SpA	CharIN - Charging Interface Initiative e. V.	0.01	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Fondazione Italia Giappone	0.02	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	OME - Observatoire Méditerranéen de l'Energie	0.06	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Global Reporting Initiative	0.01	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	WBCSD	0.06	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Open Innovation Corporation	0.04	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	A.I.I.A.- Associazione Italiana	0.01	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	ANIMA	0.01	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Mind the bridge	0.12	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	EU40 ASBL	0.02	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Centre on regulation in Europe	0.04	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	ASSONIME	0.04	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	EUTC	0.01	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	BRUEGEL	0.05	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Bettercoal	0.07	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	International Integrated	0.01	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	IETA - International Emissions Trading Association	0.02	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Valore D.	0.02	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	CSR Europe Asbli	0.02	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Roma Start up	0.01	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Transparency International Italia	0.02	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	FSG INC.	0.06	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	The European House Ambrosetti	0.07	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	The Trilateral Commission	0.03	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	ISPI - Istituto Studi di Politica Internazionale	0.04	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Consiglio Cooperazione Economica	0.03	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	CEPS - Centre for European Policy Studies	0.01	Cuotas de asociación 2018

Donaciones realizadas en millones de euros

Donor	Beneficiary	Amount	Notes
Enel SpA	CONSIUSA - Consiglio per le Relazioni fra Italia e Stati Uniti	0.01	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Centro Studi Americani	0.02	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Transparency International Italia	0.02	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	CONSEL	0.02	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	GSEP - Global Sustainable Electricity Partnership	0.10	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Human Foundation	0.03	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Open Innovation Corporation	0.03	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Foundation for the global compact	0.05	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Innovation Roundtable ApS	0.01	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	KIC INNOENERGY IBERIA	0.04	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	EMF Trading - Ellen Macarthur Foundation	0.04	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	ICC ITALIA	0.01	Cuotas de asociación 2018
Enel SpA	Business Europe	0.02	Cuotas de asociación 2018
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore	0.04	Cuotas de asociación 2018

Enel X Srl	Enel Cuore	<b>0.04</b>	Cuotas de asociación 2018
Enel Sole Srl	Enel Cuore	<b>0.02</b>	Saldo del donativo 2016
		<b>18.92</b>	<b>Total</b>

## 51. Compromisos contractuales y garantías

A continuación se muestran los compromisos asumidos por el Grupo Enel y las garantías otorgadas a terceros.

millones de euros

<b>Garantías otorgadas:</b>	Al 31 de dic del 2018	al 31 de dic del 2017	cambio
- avales y otras garantías otorgadas a terceros	10,310	8,171	2,139
<b>Compromisos con los proveedores para:</b>			
- compras de electricidad	109,638	79,163	30,475
- compras de combustible	43,668	42,302	1,366
- diferentes suministros	3,122	3,119	3
- licitaciones	3,133	3,334	(201)
- otros	3,270	2,912	358
<b>Total</b>	<b>162,831</b>	<b>130,830</b>	<b>32,001</b>
<b>TOTAL</b>	<b>173,141</b>	<b>139,001</b>	<b>34,140</b>

Para más detalles sobre el vencimiento de los compromisos y garantías, véase la sección "Compromisos de compra de materias primas" en la nota 44.

## 52. Activos y pasivos contingentes

A continuación se presentan los principales activos y pasivos contingentes al 31 de diciembre de 2017 que no se reconocen en los estados financieros por no cumplir con los requisitos establecidos en la NIC 37.

### Central térmica de Porto Tolle - Contaminación atmosférica - Proceso penal contra los directivos y empleados de Enel

El Tribunal de Adria, en una sentencia emitida el 31 de marzo de 2006, condenó a ex directores y empleados de Enel por una serie de incidentes de contaminación del aire causados por las emisiones de la planta termoeléctrica de Porto Tolle. La decisión consideró a los demandados y a Enel (como parte civilmente responsable) responsables conjuntamente del pago de daños y perjuicios a múltiples partes, tanto personas físicas como autoridades públicas. Los daños y perjuicios para una serie de personas, principalmente particulares y asociaciones ecologistas, se fijaron en 367.000 euros. El cálculo del importe de los daños debidos a determinadas entidades públicas (Ministerio de Medio Ambiente, varias entidades públicas del Véneto y Emilia Romagna, incluidas las agencias de parques de la zona) se aplazó hasta un juicio civil posterior, aunque se debía inmediatamente una "indemnización provisional" de unos 2,5 millones de euros.

Se interpuso un recurso de apelación contra la sentencia del Tribunal de Adria y el 12 de marzo de 2009, el Tribunal de Apelación de Venecia revocó parcialmente la decisión del tribunal inferior. Consideró que los ex directores no habían cometido ningún delito y que no se habían producido daños al medio ambiente, por lo que ordenó la recuperación de la indemnización provisional ya pagada. Los fiscales y los demandantes civiles interpusieron un recurso contra la sentencia ante el Tribunal de Casación. En una sentencia del 11 de enero de 2011, el Tribunal de Casación aceptó la apelación, anulando la decisión del Tribunal de Apelación de Venecia, y remitió el caso a la sección civil del Tribunal de Apelación de Venecia para que dictaminara sobre el pago de los daños y perjuicios y la división de los mismos entre los acusados. Por lo que se refiere a los importes pagados a varias entidades públicas del Véneto, Enel ya ha efectuado pagos en virtud de un acuerdo de transacción alcanzado en 2008. Con una demanda presentada en julio de 2011, el Ministerio de Medio Ambiente, las entidades públicas de Emilia y los actores privados que ya habían participado como perjudicados en la causa penal solicitaron al Tribunal de Apelación de Venecia que condenara a Enel SpA y Enel Produzione a pagar daños civiles por los daños causados por las emisiones de la central eléctrica de Porto Tolle. El importe de los daños solicitados por las pérdidas económicas y medioambientales fue de unos 2.000 millones de euros. 100 millones de euros, que Enel impugnó. Durante el año 2013, se llegó a un acuerdo -sin reconocimiento de responsabilidad por parte de Enel/Enel Produzione- con las entidades públicas de Emilia Romagna para expresar la solidaridad social en línea con las políticas generales de sostenibilidad del Grupo. Las demandas con el Ministerio y los particulares (asociaciones medioambientales y una serie de personas residentes que no han recibido ningún pago de Enel durante el procedimiento) siguen abiertas. El 10 de julio de 2014, el Tribunal de Apelación de Venecia dictó sentencia condenando a los demandados, junto con Enel/Enel Produzione, al pago de una indemnización por daños y perjuicios por importe de 312.500 euros, más más de 1.000.000 euros. 55.000 euros en gastos legales. La solicitud del Ministerio de que se calculara el importe de los daños y perjuicios que se le adeudaban se consideró inadmisibile, ya que en el curso del procedimiento penal surgieron motivos para impedir tal acción. Entretanto, el Tribunal dictó una sentencia condenatoria general con la concesión de una indemnización por daños y perjuicios en una decisión separada y ordenó el pago de las costas judiciales. Enel interpuso un recurso de casación ante el Tribunal de Casación en febrero de 2015 contra la sentencia del Tribunal de Apelación de Venecia de 10 de julio de 2014 y actualmente está a la espera de que se fije la fecha de la audiencia. El 25 de septiembre de 2018, el Tribunal de Casación confirmó uno de los motivos de la apelación, revocando el fallo general a favor del Ministerio de Medio Ambiente y remitiendo el procedimiento al Tribunal de Apelación de Venecia para que se pronunciara sobre los daños y perjuicios. En la actualidad, el Ministerio todavía no ha apelado el caso ante el Tribunal de Apelación de Venecia.

#### **Central térmica de Brindisi Sud - Proceso penal contra empleados de Enel**

Se inició un proceso penal ante el Tribunal de Brindisi en relación con la central térmica de Brindisi Sud. Varios empleados de Enel Produzione, citados como parte responsable en un litigio civil, han sido acusados de causar daños penales y vertidos de sustancias peligrosas en relación con la supuesta contaminación de los terrenos adyacentes a la planta con polvo de carbón como resultado de acciones llevadas a cabo entre 1999 y 2011. A finales de 2013, las acusaciones se ampliaron para cubrir los años 2012 y 2013. Como parte del procedimiento, las partes perjudicadas, incluidas la provincia y la ciudad de Brindisi, han presentado reclamaciones por daños y perjuicios por un total de unos 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/gerentes 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, condenándolos con todos los beneficios previstos por la ley a nueve meses de prisión. En cuanto al pago de daños y perjuicios, la sentencia del Tribunal también: (i) denegó todas las reclamaciones de los agentes públicos y asociaciones que actuaban en el proceso penal para recuperar daños y perjuicios; y (ii) concedió la mayoría de las reclamaciones presentadas por los agentes privados que actuaban para recuperar daños y perjuicios, remitiendo a estos últimos a los tribunales civiles para su cuantificación sin conceder un laudo provisional.

Los empleados condenados y el demandado civil, Enel Produzione SpA, así como el empleado para el que se había declarado la expiración del plazo de prescripción, apelaron la condena. El 8 de febrero de 2019, el Tribunal de Apelación de Lecce: i) confirmó la sentencia del tribunal de primera instancia relativa a las condenas penales de dos ejecutivos de Enel Produzione; ii) denegó las demandas por daños y perjuicios de algunos apelantes privados; iii) concedió algunas demandas por daños y perjuicios, que habían sido denegadas en el tribunal de primera instancia, remitiendo a las partes, al igual que las demás -cuyas demandas habían sido aceptadas por el tribunal de primera instancia- a los tribunales civiles para que las cuantificaran, sin conceder un laudo provisional; iv) confirmó, por lo demás, la decisión del Tribunal de Brindisi, excepto en lo que respecta a la extensión de las costas procesales a la provincia de Brindisi, que no había recibido ninguna indemnización por daños y perjuicios en el tribunal de primera instancia ni en la fase de apelación. 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 responsable de 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 cargos principales porque no se cometió ningún delito. Sólo un caso fue desestimado con arreglo a la ley de prescripción. Del mismo modo, todos los cargos restantes que involucraban delitos menores fueron desestimados bajo el estatuto de prescripción. Los procedimientos ante el Tribunal de Vibo Valentia están aún pendientes y actualmente en fase de testimonio (se aplazaron de nuevo hasta el 28 de febrero de 2019 para escuchar el testimonio de los testigos llamados por los otros acusados), ya que el tribunal dictaminó que los delitos no podían ser desestimados en virtud de la ley de prescripción.

### **Disputas extrajudiciales y litigios relacionados con el apagón del 28 de septiembre de 2003**

A raíz del apagón que se produjo el 28 de septiembre de 2003, se presentaron numerosas reclamaciones contra Enel Distribuzione (ahora e-distribuzione) por indemnizaciones automáticas y de otro tipo por pérdidas. Estas demandas dieron lugar a importantes litigios ante los jueces de paz, principalmente en las regiones de Calabria, Campania y Basilicata, con un total de unos 120.000 procedimientos. Los gastos correspondientes a dichas indemnizaciones podrían recuperarse en parte con arreglo a las pólizas de seguro existentes. La mayoría de los fallos iniciales de estos jueces fallaron a favor de los demandantes, mientras que los tribunales de apelación han fallado casi todos a favor de Enel Distribuzione. La Corte de Casación también ha fallado consistentemente a favor de Enel Distribuzione. Además, en vista de las sentencias a favor de Enel tanto de los tribunales de apelación como del Tribunal de Casación, el flujo de nuevas reclamaciones se ha detenido. A partir de 2012, se iniciaron una serie de acciones de recuperación, que continúan, para obtener la devolución de las cantidades pagadas por Enel en ejecución de las sentencias de los tribunales de primera instancia.

En mayo de 2008, Enel entregó a su compañía de seguros (Cattolica) una citación para determinar su derecho al reembolso de las cantidades pagadas en caso de resolución desfavorable. El asunto también afectaba a varias compañías de reaseguros que habían impugnado la reclamación de Enel. En sentencia de 21 de octubre de 2013, el Tribunal de Roma accedió a la petición de Enel, encontrando válida la cobertura del seguro y ordenando a Cattolica y, en consecuencia, a las compañías de reaseguros, que eximieran a Enel de toda responsabilidad respecto de las cantidades pagadas o a pagar a los usuarios y a sus asesores legales, así como, dentro de los límites establecidos por las pólizas, de los gastos de defensa.

Posteriormente, Cattolica apeló la sentencia del tribunal de primera instancia del 21 de octubre de 2013 ante el Tribunal de Apelación de Roma, solicitando su anulación. En un fallo publicado el 9 de octubre de 2018, el Tribunal de Apelación de Roma denegó la apelación de Cattolica, confirmando así el fallo original.

Sobre la base de la resolución del 21 de octubre de 2013, en octubre de 2014, Enel presentó una demanda contra Cattolica ante el Tribunal de Roma para obtener una cuantificación y pago de las cantidades adeudadas a Enel por Cattolica. En la audiencia del 3 de octubre de 2016, el tribunal denegó la petición de las contrapartes de que se suspendiera el procedimiento en espera de la conclusión del proceso de apelación. En una decisión del 12 de julio

de 2017, el tribunal decidió, sobre la base de los escritos preliminares, aplazar la demanda hasta el 25 de noviembre de 2019 para los alegatos finales.

### **Enel Energia y Servizio Elettrico Nazionale procedimiento antimonopolio**

El 11 de mayo de 2017, la Autoridad de Competencia anunció el inicio de un procedimiento por presunto abuso de posición dominante en virtud del artículo 102 del Treaty on the Functioning of the European Union (TFUE) contra Enel SpA ("Enel"), Enel Energia SpA ("EE") y Servizio Elettrico Nazionale SpA ("SEN"), alegando, entre otras cosas, que habían adoptado una estrategia de exclusión, utilizando una serie de estrategias comerciales no replicables capaces de obstaculizar a sus competidores no integrados en beneficio de la empresa del Grupo que opera 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 Enel Energia 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 clientes del mercado regulado adquiridos como parte del mecanismo de consentimiento de la privacidad con fines comerciales.

Por lo que se refiere a otras alegaciones hechas con la medida para iniciar el procedimiento, referentes a la organización y realización de actividades de venta en emplazamientos físicos (Puntos Enel y Tiendas Asociadas Enel Point) y a las políticas de recuperación, la Autoridad de Competencia llegó a la conclusión de que los resultados preliminares no proporcionaban pruebas suficientes de ninguna conducta abusiva por parte de las empresas del Grupo Enel.

SEN, EE y Enel apelaron la sentencia ante el Tribunal Administrativo Regional del Lacio los días 15 y 18 de febrero de 2019 y 5 de marzo de 2019, respectivamente.

### **Litigios 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, que rechazó por completo la reclamación por la supuesta violación por parte de Enelpower de un acuerdo relativo a la construcción de una central hidroeléctrica en Albania. Posteriormente, BEG, a través de su filial Albania BEG Ambient, presentó una demanda contra Enelpower y Enel SpA en Albania en relación con este asunto, obteniendo una sentencia del Tribunal de Distrito de Tirana, confirmada por el Tribunal de Casación albanés, que ordenaba a Enelpower y Enel el pago de una indemnización por daños y perjuicios de unos 25 millones de euros en 2004, así como una cantidad no especificada de daños y perjuicios para los años siguientes. Tras la sentencia, Albania BEG Ambient exigió a Enel el pago de más de 430 millones de euros.

El Tribunal Europeo de Derechos Humanos, ante el que Enelpower SpA y Enel SpA habían interpuesto un recurso por violación del derecho a un juicio justo y del Estado de Derecho por parte de la República de Albania, rechazó la petición por inadmisibile. El fallo fue puramente de procedimiento y no abordó el fondo de la demanda.

Con una sentencia de 16 de junio de 2015, el primer nivel se completó 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 eludido el cumplimiento del laudo arbitral dictado en Italia a favor de Enelpower SpA a través de la acción legal emprendida por Albania BEG Ambient Shpk. Con este recurso, Enelpower SpA y Enel SpA solicitaron al Tribunal de Justicia que declarase la responsabilidad de BEG y la condenase al pago de una indemnización por daños y perjuicios por el importe que la otra parte podría estar obligada a pagar a Albania BEG Ambient Shpk en caso de ejecución de la sentencia dictada por los tribunales albaneses. Con la sentencia, el Tribunal de Roma declaró que BEG SpA no tenía legitimación para ser demandada o, con carácter subsidiario, que la solicitud no era admisible por falta de interés en que Enel SpA y Enelpower SpA demandaran, ya que la sentencia albanesa aún no había sido declarada ejecutable en ningún tribunal. El Tribunal

ordenó la compensación de las costas judiciales. Enel SpA y Enelpower SpA apelaron la sentencia ante el Tribunal de Apelación de Roma, pidiendo que se anulara en su totalidad. La próxima audiencia, originalmente programada para el 14 de noviembre de 2018, fue pospuesta hasta el 8 de mayo de 2019.

El 5 de noviembre de 2016, Enel SpA y Enelpower SpA presentaron una petición ante el Tribunal de Casación de Albania, solicitando la anulación de la sentencia dictada 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 de la sentencia del Tribunal de Distrito de Tirana del 24 de marzo de 2009**

#### **Francia**

En febrero de 2012, Albania BEG Ambient presentó una demanda contra Enel SpA y Enelpower SpA ante el Tribunal de Grande Instance de París con el fin de hacer ejecutable la sentencia del tribunal albanés en Francia. Enel SpA y Enelpower SpA impugnaron la demanda.

Tras el inicio de la causa ante el Tribunal de Gran Instancia, también por iniciativa de BEG Ambient, entre 2012 y 2013 se notificaron a Enel France dos "Saise Conservatoire de Créances" (órdenes de embargo preventivo de títulos de crédito) para conservar todos los títulos de crédito de Enel SpA con respecto a Enel France.

El 29 de enero de 2018, el Tribunal de Grande Instance emitió un fallo a favor de Enel y Enelpower, negando a Albania BEG Ambient Shpk el reconocimiento y la ejecución de la sentencia del tribunal de Tirana en Francia por falta de los requisitos de la ley francesa a efectos de conceder el exequátur. Entre otras cosas, el Tribunal de Gran Instancia dictaminó que: i) el laudo albanés entraba en conflicto con una decisión existente, en este caso el laudo arbitral de 2002 y que ii) el hecho de que BEG intentara obtener en Albania lo que no pudo obtener en el procedimiento de arbitraje italiano, volviendo a presentar la misma reclamación a través de Albania BEG Ambient Shpk, representaba un fraude.

Albania BEG Ambient Shpk apeló el fallo y los escritos están siendo intercambiados entre las partes. La audiencia ante el Tribunal de Apelación de París está prevista para el 9 de junio de 2020.

#### **Estado de Nueva York**

En marzo de 2014, Albania BEG Ambient Shpk presentó una demanda contra Enel SpA y Enelpower SpA en Nueva York para que el fallo del tribunal albanés fuera ejecutable en el estado de Nueva York.

El 22 de abril de 2014, en respuesta a una moción presentada por Enel y Enelpower, el tribunal revocó el fallo anterior emitido sin audiencia de las partes contra las empresas que congelan activos de alrededor de 600 millones de dólares. En una decisión unánime del 8 de febrero de 2018, el Tribunal de Apelación del estado de Nueva York confirmó la apelación de Enel SpA y Enelpower SpA, rechazando el argumento de que el Tribunal de Nueva York tenía jurisdicción sobre la solicitud de ejecución presentada por Albania BEG Ambient Shpk. El 23 de febrero de 2018, la Corte Suprema del estado de Nueva York rechazó la petición de la ABA de obtener el reconocimiento del fallo de la corte albanesa en el estado de Nueva York.

#### **Los Países Bajos**

El 2 de junio de 2014, Albania BEG Ambient Shpk obtuvo una orden del tribunal de La Haya, basada en el requerimiento judicial preliminar, la congelación de hasta 440 millones de euros mantenidos con varias entidades y el establecimiento de un derecho de retención sobre las acciones de dos filiales de Enel SpA en ese país. Enel SpA y Enelpower SpA impugnaron dicha sentencia y el 1 de julio de 2014, el tribunal neerlandés, al acceder a la

petición de Enel y Enelpower, determinó provisionalmente el valor de la demanda en 25 millones de euros y ordenó la revocación de la medida cautelar sujeta a la emisión de una garantía bancaria por importe de 25 millones de euros por parte de Enel y Enelpower. Enel y Enelpower han apelado esta decisión.

El 3 de julio de 2014, Albania BEG Ambient Shpk solicitó una segunda congelación cautelar de activos sin audiencia de las partes. Tras la audiencia del 28 de agosto de 2014, el Tribunal de La Haya concedió una congelación cautelar de 425 millones de euros el 18 de septiembre de 2014. Enel y Enelpower apelaron esa medida.

En una sentencia de 9 de febrero de 2016, el Tribunal de Apelación de La Haya confirmó los recursos, ordenando la revocación de las medidas cautelares preliminares con sujeción a la pignoración de una garantía por parte de Enel de 440 millones de euros y una contragarantía por parte de Albania BEG Ambient Shpk de unos 50 millones de euros (el valor estimado de las pérdidas de Enel y Enelpower derivadas de la incautación de activos y de la pignoración de garantías bancarias). La garantía de Enel fue emitida el 30 de marzo de 2016.

Albania BEG Ambient Shpk no emitió su contragarantía.

El 4 de abril de 2016, Albania BEG Ambient Shpk apeló la decisión del 9 de febrero de 2016 ante el Tribunal de Casación de los Países Bajos, que en una decisión del 23 de junio de 2017, negó la apelación de Albania BEG Ambient Shpk, decidiendo definitivamente la revocación de las medidas cautelares preliminares.

A finales de julio de 2014, Albania BEG Ambient Shpk presentó una demanda ante el Tribunal de Ámsterdam para que la sentencia del tribunal albanés fuera ejecutiva en los Países Bajos. El 29 de junio de 2016, la corte presentó su fallo, el cual: (i) dictaminó que la resolución albanesa cumple los requisitos para su reconocimiento y ejecución en los Países Bajos; (ii) ordenó a Enel y Enelpower que pagaran 433.091.870,00 euros a Albania BEG Ambient Shpk, además de unos costes y gastos accesorios de 60.673,78 euros; y (iii) denegó a Albania la solicitud de BEG Ambient Shpk de que declarase provisionalmente ejecutable la resolución. El 14 de julio de 2016, Albania BEG Ambient Shpk interpuso un recurso de incautación cautelar sobre la base de la decisión del Tribunal de Ámsterdam de 29 de junio de 2016 por un importe de 440 millones de euros ante varias entidades y la incautación de las acciones de tres empresas controladas por Enel SpA en los Países Bajos. Enel apeló y en una sentencia del 26 de agosto de 2016, el Tribunal de Amsterdam decidió que las medidas cautelares emitida en 2014 y 2016 se revocarían si Albania BEG Ambient Shpk no proporcionara una garantía bancaria de 7 millones de euros a Enel y Enelpower para el 21 de octubre de 2016. Albania BEG Ambient Shpk no proporcionó la garantía y, en consecuencia, las incautaciones de los activos de Enel y Enelpower en los Países Bajos fueron revocadas y dejaron de ser efectivas a partir del 21 de octubre de 2016. Albania BEG Ambient Shpk apeló la decisión del 26 de agosto de 2016, pero el procedimiento se suspendió en virtud de un acuerdo entre las partes a la espera de la decisión del Tribunal de Casación de los Países Bajos en el procedimiento sobre las medidas cautelares (que se dictó el 23 de junio de 2017). Por lo tanto, la apelación contra la decisión del 26 de agosto de 2016 sigue suspendida a falta de una solicitud específica de una de las partes. La suspensión no ha tenido ningún impacto en el hecho de que las incautaciones de activos en los Países Bajos no hayan estado en vigor desde octubre de 2016.

El 29 de junio de 2016, Enel y Enelpower interpusieron un recurso contra la sentencia del Tribunal de Ámsterdam dictada en la misma fecha. El 27 de septiembre de 2016, Albania BEG Ambient también apeló la decisión de la corte del 29 de junio de 2016, para solicitar la revocación de su pérdida parcial en cuanto al fondo. El 11 de abril de 2017, el Tribunal de Apelación de Ámsterdam aceptó la solicitud de Enel y Enelpower de unirse a dos apelaciones pendientes.

El 29 de enero de 2018 se celebraron los alegatos orales en el procedimiento de apelación, tras lo cual el Tribunal permitió que Enel y Enelpower pusieran en evidencia la decisión con la que el Tribunal de Gran Instancia de París negó el reconocimiento de la sentencia albanesa en Francia.

En una sentencia del 17 de julio de 2018, el Tribunal de Apelación de Ámsterdam confirmó la apelación presentada por Enel y Enelpower, y dictaminó que la sentencia albanesa no puede ser reconocida ni ejecutada en los Países Bajos. El Tribunal de Apelación consideró que la decisión albanesa era arbitraria y manifiestamente irrazonable y, Enel – Annual Report 2018

por lo tanto, contraria al orden público neerlandés. Por estas razones, el tribunal no consideró necesario analizar los argumentos adicionales de Enel y Enelpower.

Continúa el procedimiento ante el Tribunal de Apelación en relación con la cuestión subordinada planteada por Albania BEG Ambient Shpk en el marco del procedimiento de recurso, con el que solicita al Tribunal que se pronuncie sobre el fondo del litigio en Albania y, en particular, sobre la supuesta responsabilidad extracontractual de Enel y Enelpower por la no construcción de la planta en Albania. El 9 de octubre de 2018, Albania BEG Ambient Shpk presentó un escrito, al que Enel y Enelpower respondieron el 6 de diciembre de 2018, argumentando la falta de jurisdicción de los tribunales holandeses y, en cualquier caso, impugnando el fondo de la cuestión en su totalidad, reiterando que la demanda carece de todo fundamento. El caso será escuchado el 8 de abril de 2019.

### **Irlanda**

Albania BEG Ambient Shpk también presentó una demanda en Irlanda para que la sentencia del Tribunal de Tirana sea ejecutable en este país. El 8 de marzo de 2016, la Corte Suprema emitió un fallo confirmando la defensa de Enel y Enelpower, y determinando que el país no tenía jurisdicción. El 31 de marzo de 2017, Albania BEG Ambient Shpk interpuso un recurso acelerado contra la decisión del 8 de marzo de 2016 en la que se declaraba que Irlanda no tenía jurisdicción. Enel y Enelpower respondieron a la apelación presentada el 7 de abril de 2017.

En un fallo del 26 de febrero de 2018, el tribunal irlandés denegó la apelación de Albania BEG Ambient Shpk. Enel y Enelpower han tomado medidas para recuperar los costos adjudicados en el fallo.

### **Luxemburgo**

En Luxemburgo, también por iniciativa de Albania, BEG Ambient Shpk, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA recibió también una orden de embargo cautelar de todos los créditos de Enel SpA. Paralelamente, Albania BEG Ambient Shpk presentó una demanda para obtener la ejecución de la sentencia del Tribunal de Tirana en ese país. El procedimiento está aún en curso y se están intercambiando escritos entre las partes. No se ha dictado ninguna sentencia.

### **Violaciones al Decreto Legislativo 231/2001**

El 14 de julio de 2017, Enel Green Power S.p.A. recibió la notificación de las acusaciones presentadas ante el Tribunal de Ancona por la supuesta violación del Decreto Legislativo 231/2001 relativo a la responsabilidad administrativa de las personas jurídicas. El procedimiento se inició por la presunta comisión por parte de un agente de la empresa, en interés de ésta, del delito de destrucción de un hábitat natural en un área protegida. El caso se ha unido a un procedimiento separado en el que están implicados el mismo agente y otros dos acusados por los mismos presuntos delitos.

El 10 de agosto de 2018, se notificó a e-distribuzione una citación directa para que compareciera ante el Tribunal de Milán el 23 de mayo de 2019. Además de e-distribuzione SpA, el procedimiento implica a uno de sus empleados, así como a varias terceras empresas y sus representantes, en relación con presuntas 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 Medioambiental Uniforme) y por la violación de las disposiciones del Código del Patrimonio Cultural (Decreto Legislativo 42/2004) en relación con las obras de desconexión de una línea eléctrica. El interrogatorio de un número de testigos convocados por el fiscal está programado para una audiencia el 23 de mayo de 2019.

### **Incentivos medioambientales – España**

A raíz de la Decisión de la Comisión Europea de 27 de noviembre de 2017 sobre la cuestión 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 eléctricas de carbón previsto en la Orden ITC/3860/2007 representa una ayuda estatal compatible con el mercado interior. Según una interpretación literal de dicha Decisión, la Comisión llegó a la conclusión preliminar de que el incentivo en cuestión constituiría una ayuda estatal de conformidad con el artículo 107, apartado 1, del TFUE, expresando dudas sobre la compatibilidad del incentivo con el mercado interior y reconociendo al mismo tiempo que los incentivos se ajustan a la política medioambiental de la Unión Europea. El 13 de abril de 2018, Endesa Generación S.A., en su calidad de tercero interesado, presentó comentarios impugnando esta interpretación, mientras que el 30 de julio de 2018 se supo que Gas Natural había apelado la decisión de la Comisión.

### **Furnas - Litigios Tractebel - Brasil**

En 1998 la empresa brasileña CIEN (ahora Enel CIEN) firmó un acuerdo con Tractebel para el suministro de electricidad desde Argentina a través de su línea de interconexión Argentina-Brasil. Como resultado de los cambios regulatorios introducidos en Argentina 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 como argumento principal en su defensa la fuerza mayor como consecuencia de la crisis argentina. Fuera de los tribunales, el Tractebel ha indicado que tiene previsto adquirir el 30% de la línea de interconexión objeto del litigio. En marzo de 2014, el tribunal había aceptado 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 notificación de una orden de reapertura del procedimiento, con el inicio de las operaciones de peritaje. El importe del litigio 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 presentó una demanda contra el CIEN por falta de suministro de electricidad, solicitando el pago de unos R\$520 millones (unos €124 millones), además de daños no especificados. Al alegar el incumplimiento de CIEN, Furnas también está tratando de adquirir la propiedad (en este caso el 70%) de la línea de interconexión. La defensa de CIEN es similar a la del caso anterior.

Las demandas presentadas por Furnas fueron rechazadas por el tribunal de primera instancia en agosto de 2014. Furnas interpuso un recurso contra esta última decisión, mientras que el CIEN también interpuso un recurso de reconvencción. El 21 de agosto de 2018, el Tribunal de Justiça desestimó la apelación de Furnas y accedió a la petición de CIEN.

### **Litigios de Cibran - Brasil**

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 incurridas como resultado de la interrupción del servicio de electricidad por parte de la empresa distribuidora brasileña entre 1987 y 2002, además de daños y perjuicios no pecuniarios. La Corte ordenó una evaluación técnica unificada para esos casos, cuyas conclusiones fueron parcialmente desfavorables para Ampla. Este último cuestionó los hallazgos, solicitando un nuevo estudio, que condujo a la negación de parte de las peticiones de Cibran. Posteriormente, Cibran apeló la decisión y el fallo fue a favor de Ampla.

La primera demanda, presentada en 1999 y relativa a los años 1994 a 1999, se dictó en septiembre de 2014, cuando el tribunal de primera instancia dictó sentencia contra Ampla, imponiendo una multa de unos 200.000 reales (alrededor de 46.000 euros), así como otros daños y perjuicios que deberán cuantificarse en una fase

Enel – Annual Report 2018 353

posterior. Ampla apeló la sentencia y el Tribunal de Justiça confirmó la apelación. En respuesta, el 16 de diciembre de 2016, Cibran interpuso un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia, y el procedimiento está en curso.

Con respecto al segundo caso, presentado en 2006 y relativo a los años 1987 a 2002, el 1 de junio de 2015, los tribunales dictaron una sentencia que ordenaba a Ampla pagar 80.000 reales brasileños (alrededor de 19.000 euros) en concepto de daños y perjuicios no pecuniarios y 96.465.103 reales (alrededor de 23 millones de euros) en concepto de daños y perjuicios pecuniarios, más intereses. El 8 de julio de 2015 Ampla apeló la decisión ante el Tribunal de Justiça de Río de Janeiro y las partes están a la espera de una decisión.

Todavía están pendientes las decisiones relativas a las cuatro demandas restantes. El valor de todas las disputas se estima en unos 464 millones de reales (unos 107 millones de euros).

### **Litigio Coperva – Brasil**

Como parte del proyecto de expansión de la red en zonas rurales de Brasil, en 1982 la Companhia Energética do Ceará SA ("Coelce"), entonces propiedad del gobierno brasileño y ahora una empresa del Grupo Enel, había firmado contratos para el uso de las redes de varias cooperativas establecidas específicamente para llevar a cabo el proyecto de expansión. Los contratos preveían el pago de una cuota mensual por parte de Coelce, que también estaba obligada a mantener las redes.

Estos contratos, entre cooperativas constituidas en circunstancias especiales y la entonces empresa pública, no identifican específicamente las redes reguladas por los acuerdos, lo que ha llevado a varias de las cooperativas a demandar a Coelce solicitando, entre otras cosas, una revisión de los honorarios acordados en los contratos.

Estas acciones incluyen la demanda presentada por la Cooperativa de Eletrificação Rural do V do Acarau Ltda. ("Coperva") con un valor de alrededor de 218 millones de reales (alrededor de 53 millones de euros). A Coelce se le concedieron fallos a su favor del tribunal de primera instancia y del tribunal de apelación, pero Coperva interpuso un nuevo recurso (Embargo de Declaración), que fue denegado en un fallo del 11 de enero de 2016. Coperva interpuso un recurso extraordinario ante el Tribunal Superior de Justicia el 3 de febrero de 2016, que fue concedido el 5 de noviembre de 2018 por el pronunciamiento emitido en la apelación anterior (Embargo de Declaración). El 3 de diciembre de 2018, Enel interpuso un recurso (Agravo Interno) contra esta sentencia del Tribunal Superior de Justicia. Los procedimientos están actualmente pendientes.

### **Litigios AGM – Brasil**

En 1993, Enel Distribuição Goiás, la Asociación de Municipios de Goiás (AGM), el estado de Goiás y la Banca di Goiás llegaron a un acuerdo (convenio) para el pago de las deudas municipales a Enel Distribuição Goiás a través de la transferencia de la porción de ICMS (IVA) que el estado habría transferido a esos gobiernos. En 2001, las partes en el acuerdo fueron demandadas por los gobiernos municipales individuales para obtener una decisión de que el acuerdo era inválido, posición que fue confirmada por el Tribunal Supremo Federal sobre la base de la no participación de los propios gobiernos locales en el proceso de acuerdo. En septiembre de 2004, Enel Distribuição Goiás llegó a un acuerdo con 23 municipios. Entre 2007 y 2008, Enel Distribuição Goiás volvió a ser demandada en numerosas ocasiones (actualmente hay 90 demandas pendientes) solicitando la restitución de las cantidades pagadas en virtud del acuerdo. A pesar de que el acuerdo fue anulado, Enel Distribuição Goiás 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 lo tanto, las reclamaciones de restitución de las cantidades pagadas deben ser denegadas. El valor total de las demandas es de unos 1.000 millones de reales (unos 231 millones de euros).

Es importante señalar que, como parte de la privatización de Enel Distribuição Goiás, se introdujo un mecanismo de desgravación fiscal que permite a Enel Distribuição Goiás compensar su deuda con el ICMS (IVA) con un

crédito fiscal respecto de las inversiones de Enel Distribuição Goiás en el desarrollo y mantenimiento de su red.

### **Litigios ANEEL – Brasil**

En 2014, Enel Distribuição São Paulo inició una acción ante los tribunales federales para anular la medida administrativa de la ANEEL (Agencia Nacional de Electricidad), que en 2012 introdujo retroactivamente un coeficiente negativo que se aplicaría 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 previamente incluidos en las tarifas porque se consideraban inexistentes y rechazó la solicitud de Enel Distribuição São Paulo de incluir componentes adicionales en las tarifas. El 9 de septiembre de 2014, la medida administrativa de la ANEEL fue suspendida con carácter cautelar. El procedimiento de primera instancia se encuentra en su fase preliminar y el valor de la demanda es de 833 millones de reales (unos 185 millones de euros).

### **Arbitraje Neoenergia – Brasil**

El 18 de junio de 2018, Neoenergia interpuso un recurso de arbitraje contra Enel Distribuição São Paulo ante la Cámara de Arbitraje del Mercado (CAM) en relación con el contrato 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 Enel Distribuição São Paulo. El 3 de septiembre de 2018, Neoenergia modificó su reclamación, abandonando su solicitud de ejecución específica de la obligación contenida en el contrato. La presente demanda es una solicitud de indemnización por daños y perjuicios por el supuesto incumplimiento del acuerdo de inversión. El valor de la controversia es actualmente indeterminado.

### **El Quimbo – Colombia**

En relación con el proyecto de El Quimbo para la construcción de una central hidroeléctrica de 400 MW en la región del Huila (Colombia), se encuentran pendientes varias acciones legales ("acciones de grupo" y "acciones populares") interpuestas por residentes y pescadores de la zona afectada. En concreto, la primera acción de grupo, actualmente en fase de anteproyecto, fue llevada a cabo por unos 1.140 vecinos del municipio de Garzón, que afirman que la construcción de la planta reduciría sus ingresos empresariales 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 reclamando daños relacionados con el cierre de un puente (Paso El Colegio). En lo que respecta a las acciones populares, 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 presentada por varias empresas de piscicultura por el supuesto impacto que tendría el llenado de la cuenca del Quimbo en la pesca en la cuenca de Betania aguas abajo de Quimbo. En febrero de 2015, la Corte ordenó la suspensión cautelar de las operaciones de llenado hasta que se hayan cumplido una serie de requisitos específicos. La suspensión cautelar se modificó posteriormente para permitir que se procediera al llenado, que comenzó el 30 de junio de 2015. Sin embargo, el 17 de julio de 2015, Emgesa recibió una notificación modificando la medida cautelar para prohibir las actividades de generación hasta que ANLA (la autoridad ambiental nacional) certifique que la empresa retiró la biomasa y los residuos forestales de la cuenca del embalse de Quimbo.

A la espera de la sentencia, al haberse declarado la emergencia energética, el Ministerio de Energía emitió un decreto autorizando a Emgesa a iniciar la generación. El 16 de diciembre de 2015, la Corte Constitucional dictaminó que el Decreto presidencial era inconstitucional y a partir de esa fecha Emgesa suspendió la generación de electricidad.

El 24 de diciembre de 2015, el Ministro de Minas y Energía y la AUNAP presentaron una moción conjunta solicitando a la justicia penal que autorice la generación como medida cautelar. El 8 de enero de 2016, el tribunal otorgó la medida cautelar solicitada por el Ministerio y la AUNAP, autorizando la reanudación temporal e inmediata de la generación en El Quimbo. La medida cautelar concedida por el tribunal permanecería en vigor hasta que el tribunal del Huila emitiera una resolución sobre el fondo del caso, es decir, la revocación o el mantenimiento de la

medida cautelar previamente emitida por el tribunal administrativo local. Con una decisión del 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 20.000.000.000.000 de pesos colombianos (unos 5,5 millones de euros). En sentencia del Tribunal Administrativo del Huila de 11 de abril de 2016 se confirmó la revocación temporal de la medida cautelar por un período de seis meses hasta el 16 de octubre de 2016, que posteriormente fue prorrogada por otros seis meses a partir de febrero de 2017. Tras la fecha límite para la suspensión de la medida cautelar en agosto de 2017, a falta de sentencias contrarias, la central 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 procedimiento se encuentra actualmente estancado debido a que el Tribunal evalúa un acuerdo propuesto entre las partes, presentado el 27 de noviembre de 2017, que también ha sido notificado a las autoridades competentes. El 24 de enero de 2018, la Corte del Huila rechazó el acuerdo de conciliación, sentencia que ha sido apelada por las partes.

El 22 de marzo de 2018, ANLA y CAM presentaron conjuntamente el informe final sobre el monitoreo de la calidad del agua aguas abajo de la represa de la central hidroeléctrica El Quimbo. Ambas autoridades confirmaron que Emgesa cumplía los requisitos sobre el 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.

#### **Procedimiento del Nivel de Tensión Uno – Colombia**

Esta disputa involucra una "acción de grupo" interpuesta por el hospital Centro Médico de la Sabana y otras partes contra Codensa en busca de la restitución de las tarifas supuestamente excesivas. La acción se fundamenta en la supuesta falta de aplicación por parte de Codensa de una tarifa subsidiada que, según ellos, los usuarios deberían haber pagado como usuarios de la categoría Tensión Uno (tensión inferior a 1 kV) y como propietarios de la infraestructura, tal y como se establece en la Resolución nº 82/2002, modificada por la Resolución nº 97/2008. La demanda está en una etapa preliminar. El valor estimado del procedimiento es de unos 337.000 millones de pesos colombianos (unos 96 millones de euros).

#### **Procedimientos arbitrales de Emgesa y Codensa – Colombia**

El 20 de abril de 2016, SAPE presentó una nueva solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional de París en relación con Enel SpA y Enel Investment Holding BV en relación con un supuesto incumplimiento contractual por no haber distribuido los dividendos de E-Distribujie Muntenia y Enelgie Energie Muntenia. En septiembre de 2016 SAPE modificó sus demandas de arbitraje, demandando también a Enel Energie Muntenia y E-Distribujie Muntenia y revisando su demanda monetaria a cerca de 56 millones de euros. El 22 de mayo de 2017 SAPE modificó de nuevo su reclamación, cuantificándola en unos 110 millones de euros más intereses. Se celebró una audiencia en la primera semana de octubre de 2018 y el fallo de los árbitros está pendiente.

#### **Gabčíkovo dispute - Eslovaquia**

Slovenské elektrárne ("SE") está implicada en varios asuntos ante los tribunales nacionales relativos a la central hidroeléctrica de 720 MW Gabčíkovo, administrada por Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VV") y cuya explotación y mantenimiento, en el marco de la privatización de SE en 2006, se había confiado a SE por un período de 30 años en virtud de un acuerdo de gestión (Acuerdo de explotación VEG).

Inmediatamente después del cierre de la privatización, la Oficina de Contratación Pública (OPP) presentó una demanda ante el Tribunal de Bratislava para que se anulara el Acuerdo de explotación del VEG sobre la base de

presuntas violaciones de las normas que rigen las licitaciones públicas, que califican al contrato como un contrato de servicios y, como tal, se rigen por dichas normas. En noviembre de 2011, el tribunal de primera instancia falló a favor de SE, tras lo cual el PPO apeló inmediatamente la decisión.

Paralelamente a la acción de la OPC, VV también interpuso una serie de demandas, solicitando en particular la anulación del acuerdo de operación del VEG.

El 12 de diciembre de 2014, VV se retiró unilateralmente del contrato de operación del VEG, notificando su rescisión 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 emprendida por el PPO. SE interpuso un recurso extraordinario contra dicha resolución ante el Tribunal Supremo. En una audiencia del 29 de junio de 2016, la Corte Suprema rechazó la apelación. SE apeló entonces la sentencia ante el Tribunal Constitucional, que rechazó 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 dicho acuerdo, firmado en el marco de la privatización entre el Fondo Nacional de la Propiedad (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 del VEG por razones no imputables a SE. El tribunal de arbitraje rechazó la objeción de que no tenía jurisdicción y el procedimiento de arbitraje continuó examinando el fondo del caso, y el fallo sobre el monto en cuestión se aplazó a cualquier procedimiento subsiguiente. El 30 de junio de 2017, el tribunal arbitral emitió su fallo denegando la solicitud de 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 VEG debido a la supuesta conexión de este último con el Acuerdo de Operación de VEG. 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 que las decisiones y los procedimientos están en curso. Además, a nivel local, VV demandaba a SE por un supuesto enriquecimiento injustificado (estimado en unos 360 millones de euros más intereses) para el período 2006-2015. SE presentó contrademandas para todos los procedimientos en curso. Por último, en otro procedimiento ante el Tribunal de Bratislava, VV pidió a SE que devolviera la tasa por la transferencia de SE a VV de los activos tecnológicos de la planta de Gabčíkovo como parte de la privatización, por un valor de unos 43 millones de euros más intereses. Las partes intercambiaron escritos y en la última audiencia, el 6 de diciembre de 2018, el tribunal volvió a aplazar el caso sin especificar una fecha.

### **Procedimiento administrativo precautorio y arbitraje de Chucas**

PH Chucas SA ("Chucas") es una entidad de propósito especial establecida por Enel Green Power Costa Rica SA después de ganar una licitación organizada en 2007 por el Instituto Costarricense de Electricidad ("ICE") para la construcción de una planta hidroeléctrica de 50 MW y la venta de la energía generada por la planta a ICE bajo un contrato de construcción, operación y transferencia ("BOT"). El acuerdo establece que Chucas construirá y operará la planta por 20 años, antes de transferirla al ICE.

Según el contrato BOT, la planta debería haber entrado en servicio el 26 de septiembre de 2014. Por diversas razones, entre ellas inundaciones, deslizamientos de tierra y fenómenos similares, el proyecto sufrió sobrecostos y retrasos, con el consiguiente retraso en el cumplimiento de la obligación de entregar la electricidad. En vista de estos desarrollos, en 2012 y 2013 Chucas presentó una petición administrativa al ICE para recuperar los mayores costos incurridos y obtener un aplazamiento de la puesta en servicio de la planta. El ICE denegó la petición en 2015 y, de hecho, impuso dos multas de unos 9 millones de dólares (unos 7 millones de euros) por los retrasos en la entrada en servicio. Tras el recurso preventivo de Chucas, se suspendió el pago de las multas. La planta entró en servicio en diciembre de 2016.

Adicionalmente, como el ICE había rechazado la petición administrativa, el 27 de mayo de 2015, bajo las disposiciones del contrato BOT, Chucas inició un procedimiento de arbitraje ante la Cámara Costarricense-

Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) solicitando el reembolso de los costos adicionales incurridos en la construcción de la planta y como resultado de las demoras en completar el proyecto, así como la anulación de la multa impuesta por el ICE. 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 de los costos legales, y resolviendo que las multas no deben ser pagadas. El ICE apeló el laudo arbitral en los tribunales locales. Chucas presentó un escrito como parte del litigio y el procedimiento está en curso.

Por otra parte, el 3 de octubre de 2015, ante el incumplimiento de una serie de obligaciones contractuales (entre ellas el incumplimiento del plazo de ejecución de las obras) por parte de FCC Construcción América, S.A. y FCC Construcción, S.A. (FCC) -que habían sido contratadas para la construcción de algunas de las obras de la central hidroeléctrica-, Chucas notificó a las partes que rescindía el contrato por incumplimiento, haciendo cumplir las garantías que se le habían otorgado. Sin embargo, las garantías aún no han sido pagadas a la espera de la resolución de un procedimiento precautorio iniciado por FCC el 27 de octubre de 2015 ante la Corte Internacional de Arbitraje de París. En un escrito de 10 de marzo de 2017, FCC solicitó que se dictaminara que el contrato había sido rescindido sin causa y pidió una indemnización por daños y perjuicios de unos 27 millones de dólares (unos 22 millones de euros). En un escrito presentado en mayo de 2017, Chucas, además de solicitar la denegación de las reclamaciones del demandante, presentó una contrademanda para obtener la confirmación de la rescisión del contrato por incumplimiento, solicitando una indemnización por daños y perjuicios de al menos 38 millones de dólares (unos 30 millones de euros). El 9 de diciembre de 2018, se emitió el fallo de los árbitros, declarando válida la resolución del contrato por incumplimiento de Chucas. El 4 de diciembre de 2018, Chucas recibió un pago de alrededor de 12 millones de dólares (unos 11 millones de euros) en ejecución del laudo arbitral.

### **GasAtacama Chile - Chile**

El 4 de agosto de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC") impuso a GasAtacama Chile una multa de 8,3 millones de dólares por 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, en relación con las variables de Tiempo Mínimo Técnico y Mínimo de Operación de la planta de Atacama.

GasAtacama Chile apeló esta medida ante la Comisión de Valores y Cambio de Estados Unidos (SEC), que rechazó la apelación el 2 de noviembre de 2016. GasAtacama Chile apeló esta decisión ante la Corte de Apelaciones de Santiago y el procedimiento está cerca de ser resuelto. Paralelamente, GasAtacama Chile también presentó una apelación ante la Corte Constitucional, alegando que las disposiciones legales bajo las cuales la SEC impuso la multa habían sido derogadas en el momento en que se emitió la sanción. El 17 de julio de 2018, la Corte Constitucional rechazó la apelación de GasAtacama Chile.

En relación con esta cuestión, 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 importe de unos 58 millones de euros (el primero) y de unos 141 millones de euros (los dos últimos). Las controversias se unieron en parte en un solo procedimiento y están actualmente pendientes.

### **Litigios tributarios en Brasil**

#### **Retención de impuestos – Ampla**

En 1998, Ampla Energía y Servicios S.A. ("Ampla") financió la adquisición de Coelce con la emisión de bonos por un monto de 350 millones de dólares ("pagarés de tasa fija" - FRN) suscritos por su subsidiaria panameña, la cual había sido establecida para captar fondos en el extranjero. De acuerdo con las normas especiales entonces en vigor, a condición de mantener la fianza hasta 2008, los intereses pagados por Ampla a su filial no estaban sujetos a retención en origen en 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 bancos locales. Las autoridades fiscales consideraron que esta financiación equivalía a la extinción anticipada de la obligación, con la consiguiente pérdida del derecho a la exención de la retención en origen.

En diciembre de 2005, Ampla llevó a cabo una escisión que implicó la transferencia de la deuda residual de FRN y los derechos y obligaciones asociados a Ampla Investimentos e Serviços SA.

El 6 de noviembre de 2012, la Cámara Superior de Recursos Fiscales emitió un fallo en contra de Ampla, por el cual la empresa solicitó de inmediato aclaraciones a dicho organismo. 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. El 27 de junio de 2014, la empresa proporcionó garantías para la deuda y continuó con el litigio ante el 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 en el que solicitaba documentación adicional.

En diciembre de 2018, la compañía proporcionó la documentación adicional y está a la espera de la evaluación de los argumentos y documentos presentados por el tribunal.

El importe del litigio a 31 de diciembre de 2018 era de unos 286 millones de euros.

#### **PIS – Eletropaulo**

En julio de 2000, Eletropaulo presentó una demanda solicitando un crédito fiscal para el PIS (Programa Integración Social) pagado en aplicación de los reglamentos (Decretos Leyes 2.445/1988 y 2.449/1988) que fueron posteriormente declarados inconstitucionales por el Supremo Tribunal Federal (STF). En mayo de 2012, el Tribunal Superior de Justicia (STJ) emitió un fallo definitivo 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 resoluciones emitidas por las autoridades fiscales federales. Tras la derrota en el nivel inicial de adjudicación, la empresa apeló.

El importe del litigio a 31 de diciembre de 2018 era de unos 144 millones de euros.

#### **ICMS - Ampla, Coelce y Eletropaulo**

Los Estados de Río de Janeiro, Ceará y São Paulo emitieron una serie de actas 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 (2008-2017), impugnando la deducción de ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) en relación con la compra de ciertos activos no corrientes. Las empresas impugnaron las acotaciones, alegando que dedujeron 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 importe de los litigios ascendía aproximadamente a 92 millones de euros a 31 de diciembre de 2018.

#### **Retención de impuestos - Endesa Brasil**

El 4 de noviembre de 2014, las autoridades fiscales brasileñas emitieron una acotación contra Endesa Brasil SA (ahora Enel Brasil SA) alegando la falta de aplicación de la retención a cuenta a los pagos de dividendos supuestamente más altos a beneficiarios no residentes.

Más concretamente, en 2009, Endesa Brasil, como consecuencia de la aplicación por primera vez de las NIIF-IAS, ha cancelado el fondo de comercio, reconociendo los efectos en el patrimonio neto, sobre la base de la correcta

aplicación de las normas contables que había adoptado. Sin embargo, las autoridades fiscales brasileñas afirmaron, durante una auditoría, que el tratamiento contable era incorrecto y que los efectos de la cancelación deberían haberse reconocido a través de la cuenta de resultados. En consecuencia, el valor correspondiente (unos 202 millones de euros) se reclasificó como pago de rentas a no residentes y, por tanto, sujeto a una retención a cuenta del 15%.

Cabe destacar que el tratamiento contable adoptado por la sociedad ha sido acordado con el auditor externo y confirmado por un dictamen jurídico específico emitido por una firma local especializada en derecho societario. Los dos primeros niveles de los tribunales administrativos dictaron sentencia -en julio de 2016 y septiembre de 2018, respectivamente- para las autoridades fiscales. La empresa continuará defendiendo sus acciones y la idoneidad del tratamiento contable en el tercer nivel de jurisdicción.

El importe total del litigio a 31 de diciembre de 2018 era de unos 64 millones de euros.

### Litigio fiscal - PIS – Eletropaulo

En diciembre de 1995, el gobierno brasileño aumentó la tasa del impuesto federal del PIS (Programa de Integración Social) de 0,50% a 0,65% con la emisión de una medida provisional (Executive Provisional Order). Posteriormente, la medida provisional se volvió a publicar cinco veces antes de su ratificación definitiva como ley en 1998. Bajo la legislación brasileña, un aumento en la tasa impositiva (o el establecimiento de un nuevo impuesto) sólo puede ser ordenado por ley y entrar en vigor 90 días después de su publicación.

Por lo tanto, Eletropaulo presentó una demanda argumentando que un aumento en la tasa impositiva sólo habría sido efectivo 90 días después de la última Orden Provisional, alegando que los efectos de las primeras cuatro medidas provisionales deberían considerarse nulos (ya que nunca fueron ratificadas en la ley). Esta disputa terminó en abril de 2008 con el reconocimiento de la validez del aumento de la tasa del PIS 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 se ha opuesto a la solicitud en los distintos niveles de adjudicación, alegando que el plazo para la publicación del anuncio de evaluación había expirado. 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 emitido ningún instrumento formal, se ha impugnado el derecho de las autoridades fiscales a solicitar el pago de impuestos adicionales y la facultad de emprender acciones legales para obtener el pago. En 2017, tras las decisiones desfavorables emitidas en sentencias anteriores, Eletropaulo interpuso un recurso en defensa de sus derechos y de sus acciones ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) y el Supremo Tribunal Federal (STF).

El procedimiento sigue pendiente mientras los importes objeto de litigio estén cubiertos por una garantía bancaria. A este último respecto, cabe señalar que, en espera del resultado de este procedimiento, la Fiscalía General del Departamento del Tesoro Nacional del Brasil ha presentado una solicitud de sustitución de la garantía bancaria por un depósito en los tribunales. Esta solicitud fue denegada en septiembre de 2017, y la Fiscalía General de la Nación apeló esa decisión en febrero de 2018.

El valor total del caso al 31 de diciembre de 2018 era de unos 54 millones de euros.

## Litigios fiscales en España

### Impuesto sobre la renta - Enel Iberia, Endesa y filiales

En 2018, la Administración Tributaria española ha llevado a cabo una auditoría general de las sociedades del Grupo que participan en el mecanismo de consolidación fiscal español. Esta auditoría, que comenzó en 2016, incluyó el impuesto sobre la renta de las sociedades, el impuesto al valor agregado 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 valoraciones

correspondientes en el primer nivel administrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), defendiendo la corrección de sus actuaciones.

En cuanto a los litigios relativos al Impuesto sobre Sociedades, las cuestiones para las que se considera posible un resultado desfavorable ascendían a unos 141 millones de euros a 31 de diciembre de 2018: (i) Enel Iberia defiende la pertinencia del criterio adoptado para determinar la deducibilidad de las pérdidas de capital derivadas de las ventas de existencias (alrededor de 99 millones de euros) y de determinadas cargas financieras (alrededor de 15 millones de euros); (ii) Endesa y sus filiales defienden la pertinencia de los criterios adoptados para la deducibilidad de determinadas cargas financieras (alrededor de 22 millones de euros) y de los costes de desmantelamiento de centrales nucleares (alrededor de 5 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 liquidación a Enel Green Power España SL, impugnando el tratamiento de la fusión de Enel Unión Fenosa Renovables SA ("EUFER") con Enel Green Power España SL en 2011 como una transacción neutra desde el punto de vista fiscal, alegando que la transacción no tenía ninguna razón económica válida.

El 6 de julio de 2017, la compañía apeló la acotación en el primer nivel administrativo (Tribunal Económico Administrativo Central - TEAC), defendiendo la idoneidad del tratamiento fiscal aplicado a la fusión. Durante el procedimiento, la empresa aportará toda la documentación de apoyo que demuestre las sinergias logradas como resultado de la fusión, a fin de demostrar la existencia de un motivo económico válido para la transacción.

El valor total del procedimiento a 31 de diciembre de 2018 era de unos 90 millones de euros. Esta cantidad ha sido asegurada con garantías bancarias para obtener una suspensión de los esfuerzos de cobro.

### **53. Hechos posteriores al cierre del ejercicio**

#### **Emisión de un nuevo bono verde de 1.000 millones de euros en Europa**

El 14 de enero de 2019, Enel Finance International NV ("EFI"), una sociedad financiera del Grupo Enel controlada por Enel SpA ("Enel", calificada BBB+ por S&P, Baa2 por Moody's y BBB+ por Fitch), colocó con éxito su tercer bono verde en el mercado europeo, reservado a inversores institucionales y respaldado por una garantía emitida por Enel.

La emisión asciende a un total de 1.000 millones de euros y prevé la amortización en una sola vez al vencimiento el 21 de julio de 2025 y el pago de un cupón a tipo fijo equivalente al 1,500%, pagadero anualmente en el mes de julio a partir de 2019. El precio de emisión se ha fijado en el 98,565% y el rendimiento efectivo a vencimiento es del 1,736%. La fecha de liquidación de la emisión fue el 21 de enero de 2019.

Se espera que el bono verde cotice en la Bolsa de Valores de Irlanda, en la Bolsa de Valores de Luxemburgo y que sea admitido a cotización en la plataforma de negociación multilateral "ExtraMOT PRO" organizada y operada por Borsa Italiana. También se espera que al bono verde se le asigne una calificación similar a la de Enel.

La operación ha recibido suscripciones por valor de más de 4.200 millones de euros, con una importante

participación de inversores socialmente responsables ("ISR"), lo que ha permitido al Grupo Enel seguir diversificando su base inversora.

### **Acuerdo para vender 540 MW de capacidad renovable en Brasil por 700 millones de euros**

El 16 de enero, Enel SpA ("Enel"), a través de su filial de energías renovables Enel Green Power Brasil Participações Ltda ("EGP Brasil"), firmó acuerdos con la empresa china CGN Energy International Holdings Co. Limited ("CGNEI") para la venta del 100% de tres plantas de generación renovable con un total de 540 MW. El precio total de la transacción, que se pagará al cierre, es igual al valor de los activos de la empresa y asciende a aproximadamente 2.900 millones de rupias, lo que equivale a unos 700 millones de euros a los tipos de cambio actuales.

Los tres activos renovables en explotación en venta son las plantas solares Nova Olinda (292 MW), ubicadas en la zona del noreste de Brasil, Piauí, y Lapa (158 MW), situada en el nororiental estado brasileño de Bahía, así como el parque eólico de Cristalândia, de 90 MW, también en Bahía.

### **Enel Green Power España inicia la construcción de 90 MW de nueva capacidad eólica en España**

Enel Green Power España ha iniciado la construcción de tres parques eólicos con una potencia total de unos 90 MW ubicados en los municipios de Allueva, Fonfría, Mezquita de Jarque, Fuentes Calientes, Cañada Vellida y Rillo en la provincia española de Teruel, en la región de Aragón. La inversión total en las tres instalaciones asciende a unos 88 millones de euros. Los tres parques eólicos entrarán en servicio a finales de 2019 y, una vez finalizados, generarán más de 295 GWh anuales, evitando la emisión anual a la atmósfera de unas 196.000 toneladas de CO<sub>2</sub>. La potencia prevista de la planta de 7 turbinas Allueva supera los 25 MW, mientras que la del parque eólico de 4 turbinas Sierra Pelarda, situado en Fonfría, es de unos 15 MW. La mayor de las tres instalaciones es la Sierra Costera I, de 14 turbinas, que tendrá una capacidad de unos 50 MW y está situada en los municipios de Mezquita de Jarque, Fuentes Calientes, Cañada Vellida y Rillo.

### **Consejo de Administración de Enel Américas convoca asamblea extraordinaria de accionistas para aprobar aumento de capital de hasta \$3,500 millones**

El 28 de febrero de 2019, Enel SpA ("Enel" o "la Compañía") anunció que el Directorio de la filial chilena Enel Américas SA ("Enel Américas"), de la cual Enel posee el 51,8%, ha convocado una junta extraordinaria de accionistas para el 30 de abril de 2019 con el fin de aprobar un aumento de capital de hasta 3.500 millones de dólares, que se suscribirá totalmente en efectivo. Se espera que el aumento se lleve a cabo mediante la emisión de nuevas acciones ordinarias y American Depositary Shares ("ADSs") que se ofrecerán con preferencia a los accionistas en proporción al número de acciones/ADS que posean.

A través del aumento de capital, Enel Américas, de acuerdo con la propuesta de su Directorio, buscará mejorar su posición financiera para buscar nuevas oportunidades de crecimiento orgánico e inorgánico, tanto a través de compras minoritarias como de fusiones y adquisiciones, optimizando los flujos de caja y mejorando su nivel de endeudamiento. Además, el aumento de capital permitirá aumentar el free float y la capitalización de Enel Américas.

Enel Américas invierte en generación y distribución de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Con una capacidad instalada de más de 11 GW y más de 24 millones de clientes, es la mayor compañía eléctrica privada de Sudamérica.

### **Modificación del marco regulatorio de las concesiones hidroeléctricas**

Los cambios introducidos con el Decreto Ley 135 del 14 de diciembre de 2018, relativo a la simplificación y apoyo al desarrollo (la "Ley de Simplificación"), ratificada en febrero de 2019, incluyeron la modificación de ciertos aspectos del marco regulatorio de las concesiones hidroeléctricas. Los principales cambios se refieren a: i) la prórroga para la consideración de las concesiones vencidas (situación de las entidades que no pertenecen al Grupo Enel) hasta el año 2023, ii) la regulación de la reasignación de las concesiones a su vencimiento; y iii) el mecanismo para indemnizar al concesionario saliente por la transferencia de los activos relacionados con la concesión hidroeléctrica.

Estas normas establecen una serie de principios generales, con disposiciones de aplicación que deben ser promulgadas por las regiones y las autoridades competentes con el fin de regular en detalle la renovación de las concesiones de conformidad con los principios establecidos en la Constitución.

El Grupo está analizando las posibles consecuencias de la reforma, que en la actualidad no parece tener un impacto significativo.

Las concesiones hidroeléctricas que actualmente posee el Grupo y que entran en el ámbito de aplicación de esta medida comenzarán a expirar a partir de 2029.

## **Declaración del Consejero Delegado y del responsable de la elaboración de los informes financieros corporativos**

**Declaración del Director General y del responsable de la elaboración del informe financiero consolidado del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2018, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 154-bis, párrafo 5, del Decreto Legislativo 58 del 24 de febrero de 1998 y en el artículo 81-ter del Reglamento CONSOB nº 11971 del 14 de mayo de 1999.**

1. Los abajo firmantes Francesco Starace y Alberto De Paoli, en sus respectivas funciones de Consejero Delegado y responsable de la elaboración de los informes financieros de Enel S.p.A., certifican, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 154-bis, apartados 3 y 4, del Decreto Legislativo 58 del 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 2018 y el 31 de diciembre de 2018.
2. En este sentido, informamos que:
  - a. la idoneidad de los procedimientos administrativos y contables utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo Enel ha sido verificada en una evaluación del sistema de control interno para la información financiera. La evaluación se llevó a cabo sobre la base de las directrices establecidas en el "Internal Controls - Integrated Framework" publicado por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (COSO);
  - b. la evaluación del sistema de control interno para la presentación de informes financieros no identificó ningún problema significativo.
3. Asimismo, certificamos que los estados financieros consolidados del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2018:
  - a. han sido elaborados de conformidad con las normas internacionales de contabilidad reconocidas en la Unión Europea de conformidad con el Reglamento (CE) nº1606/2002 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 y equitativa de los resultados y de la situación financiera del emisor y de las sociedades incluidas en el perímetro de consolidación.
4. Por último, certificamos que el informe de operaciones, incluido en el Informe Anual 2018 y acompañado de los estados financieros consolidados del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2018, contiene un análisis fiable de las operaciones y del desempeño, así como de la situación del emisor y de las sociedades incluidas en el perímetro de consolidación, junto con una descripción de los principales riesgos e incertidumbres a los que están expuestas.

Roma, 21 de marzo de 2019

Francesco Starace  
Chief Executive Officer of Enel  
SpA

Alberto De Paoli  
Officer responsible for the preparation of the financial  
reports of Enel Spa