

Estados financieros consolidados intermedios condensados al 30 de setiembre de 2017

Estado de resultados consolidados

Millones de euros	Notas	Al tercer trimestre	
		2017	2016
Total ingresos	4.a	54,188	51,459
Total costos	4.b	47,354	43,640
Ingresos/ (gastos) netos por contratos sobre materias primas medidos al valor razonable	4.c	383	(130)
Resultado operativo		7,217	7,689
Ingresos Financieros		2,877	3,166
Gastos Financieros		5,040	5,343
Total ingresos/(gastos) financieros	4.d	(2,163)	(2,177)
Participación en resultados de inversiones de capital contabilizadas por el método de la participación	4.e	114	67
Resultados antes de impuestos		5,168	5,579
Impuesto a la renta	4.f	1,505	1,705
Utilidad Neta de operaciones continuas		3,663	3,874
Utilidad Neta de operaciones descontinuadas		-	-
Resultado Neto del ejercicio (accionistas de la Sociedad dominante y participaciones no controladoras)		3,663	3,874
Atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante		2,621	2,757
Atribuible a los intereses no controladores		1,042	1,117
<i>Beneficio / (pérdida) básico por acción atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante (euros)</i>		<i>0.26</i>	<i>0.28</i>
<i>Ganancia / (pérdida) diluida por acción atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (euros)</i>		<i>0.26</i>	<i>0.28</i>
<i>Beneficio / (pérdida) básico por acción de las operaciones continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (euros)</i>		<i>0.26</i>	<i>0.28</i>
<i>Ganancia / (pérdida) diluida por acción de las operaciones continuadas atribuibles a los accionistas de la Sociedad Dominante (euros)</i>		<i>0.26</i>	<i>0.28</i>

Estado de resultados integrales consolidado

Millones de euros	Al tercer trimestre	
	2017	2016
Resultado Neto	3,663	3,874
Otros resultados integrales que se reclasificarán		
Porción efectiva del cambio en el valor razonable de las coberturas de flujos de efectivo	(19)	(499)
Participación en otro resultado integral de inversiones valoradas por el método de la participación	9	(28)
Variación del valor razonable de los activos financieros disponibles para la venta	(20)	(4)
Diferencias de cambio	(2,120)	1,079
Utilidad/ (Pérdida) reconocida directamente en patrimonio neto	(2,150)	548
Utilidad (pérdida) integral total del período	1,513	4,422
Atribuible a:		
- Accionistas de la Sociedad Matriz	1,353	2,699
- Participaciones no controladoras	160	1,723

Balance General Consolidado

Millones de euros

	Notas	Al 30 de Setiembre de 2017	Al 30 de Diciembre de 2016
ACTIVOS			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipo y activos intangibles		91,701	92,318
Goodwill		13,660	13,556
Inversiones de capital contabilizadas por el método de la participación		1,565	1,558
Otros activos no corrientes ⁽¹⁾		12,613	12,872
Total activos no corrientes	5.a	119,539	120,304
Activos corrientes			
Inventarios		2,924	2,564
Cuentas por cobrar comerciales		13,596	13,506
Efectivo y equivalentes de efectivo		5,127	8,290
Otros activos corrientes ⁽²⁾		11,234	10,921
Total activos corrientes	5.b	32,881	35,281
Activos clasificados como mantenidos para la venta	5.c	1,592	11
TOTAL ACTIVOS		154,012	155,596
PASIVOS Y PATRIMONIO NETO			
Patrimonio atribuido a los accionistas de la Sociedad Matriz	5.d	35,255	34,803
Participación no controladora		17,358	17,772
Total patrimonio neto		52,613	52,575
Pasivos no corrientes			
Préstamos a largo plazo		40,895	41,336
Provisiones y pasivos por impuestos diferidos		15,835	16,334
Otros pasivos no corrientes		4,699	4,388
Total pasivos no corrientes	5.e	61,429	62,058
Pasivos corrientes			
Préstamos a corto plazo y parte corriente de préstamos a largo plazo		9,878	9,756
Cuentas por pagar comerciales		11,136	12,688
Otros pasivos corrientes ⁽³⁾		17,580	18,519
Total pasivos corrientes	5.f	38,594	40,963
Pasivos mantenidos para la venta	5.g	1,376	-
TOTAL PASIVOS		101,399	103,021
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		154,012	155,596

(1) De los cuales, créditos financieros a largo plazo y otros valores al 30 de setiembre de 2017 ascienden a 2.523 millones de euros (2.181 millones de euros al 31 de diciembre de 2016) y 389 millones de euros (441 millones de euros al 31 de diciembre de 2016), respectivamente.

(2) De los cuales, la parte a corto plazo de las cuentas por cobrar financieras a largo plazo, cuentas por cobrar a corto plazo y otros valores al 30 de setiembre de 2017 asciende a 1.174 millones de euros (767 millones de euros al 31 de diciembre de 2016), 3.552 millones de euros (2.121 millones de euros al 31 de diciembre de 2016) y 67 millones de euros (36 millones de euros al 31 de diciembre de 2016), respectivamente.

(3) De los cuales, deudas financieras a corto plazo al 30 de setiembre de 2017 equivalentes a 0 millones de euros (296 millones de euros al 31 de diciembre de 2016).

Estado de cambios en el Patrimonio neto consolidado

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

Millones de euros	Capital Social	Reserva de prima de emisión	Reserva Legal	Otras reservas	Reserva por conversión de estados financieros en monedas distintas del euro	Reserva por valoración de instrumentos financieros de cobertura de flujos de efectivo	Reserva por valoración de instrumentos financieros AFS	Reservas procedentes de inversiones de capital contabilizadas por el método de participación	Reserva por revalorización del pasivo/ (activo) neto de los planes de prestaciones definidas	Reserva por enajenación de participaciones sin pérdida de control	Reservas por adquisiciones de participación no controladora	Resultados acumulados	Patrimonio atribuido a los accionistas de la Sociedad Matriz	Participación no controladora	Total Patrimonio neto
Al 1ero de Junio de 2016	9,403	5,292	1,881	2,262	(1,956)	(1,341)	130	(54)	(551)	(2,115)	(196)	19,621	32,376	19,375	51,751
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,627)	(1,627)	(602)	(2,229)
Distribución del resultado neto del ejercicio anterior	-	-	153	-	-	-	-	-	-	-	-	(153)	-	-	-
Ampliación de capital para la separación no proporcional de Enel Green Power	764	2,198	-	-	119	(31)	-	-	1	-	(974)	(12)	2,065	(2,106)	(41)
Operaciones con participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	(359)	(352)	304	(48)
Cambio en el alcance de consolidación	-	-	-	-	(136)	21	-	49	17	-	-	-	(49)	(379)	(428)
Utilidad integral del periodo	-	-	-	-	510	(550)	(5)	(13)	-	-	-	2,757	2,699	1,723	4,422
De los cuales: - otra utilidad/ (pérdida) integral del período	-	-	-	-	510	(550)	(5)	(13)	-	-	-	-	(58)	606	548
- resultado neto del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,757	2,757	1,117	3,874
Al 30 de setiembre de 2016	10,167	7,490	2,034	2,262	(1,463)	(1,901)	125	(18)	(533)	(2,108)	(1,170)	20,227	35,112	18,315	53,427
Al 1ero de junio de 2017	10,167	7,489	2,034	2,262	(1,005)	(1,448)	106	(12)	(706)	(2,398)	(1,170)	19,484	34,803	17,772	52,575
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(905)	(905)	(574)	(1,479)
Distribución del resultado neto del ejercicio anterior	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operaciones con participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4	-	4
Cambio en el alcance de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad integral del periodo	-	-	-	-	(1,203)	(52)	(20)	7	-	-	-	2,621	1,353	160	1,513
De los cuales: - otra utilidad/ (pérdida) integral del período	-	-	-	-	(1,203)	(52)	(20)	7	-	-	-	-	(1,268)	(882)	(2,150)
- resultado neto del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,621	2,621	1,042	3,663
Al 30 de setiembre de 2017	10,167	7,489	2,034	2,262	(2,208)	(1,500)	86	(5)	(706)	(2,394)	(1,170)	21,200	35,255	17,358	52,613

Estado de flujos de efectivo consolidado condensado

Millones de euros	Al tercer trimestre	
	2017	2016
Resultado antes de impuestos	5,168	5,579
Ajustes por:		
Depreciación, amortización y deterioro de valor	4,233	4,321
(Ingresos)/gastos financieros	2,163	2,177
Resultado neto de participaciones en el patrimonio neto medido por el método de la participación	(114)	(67)
Variación en activos corrientes netos:	(1,748)	(1,177)
- inventarios	(373)	196
- cuentas por cobrar comerciales	(70)	(715)
- cuentas por pagar comerciales	(1,588)	(463)
- otros activos y pasivos	283	(195)
Intereses y otros gastos financieros e ingresos pagados y cobrados	(1,144)	(2,082)
Otras variaciones	(1,397)	(1,985)
Flujos de efectivo en actividades de operación (A)	7,161	6,766
Inversiones en propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(5,547)	(5,504)
Inversiones en entidades (o unidades de negocio) menos efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(864)	(31)
Cesiones de entidades (o unidades de negocio) menos efectivo y equivalentes de efectivo vendidos	19	727
(Aumento)/Disminución en otras actividades de inversión	155	40
Flujos de efectivo en actividades de inversión/desinversión (B)	(6,237)	(4,768)
Deuda financiera (nuevos préstamos a largo plazo)	8,208	1,737
Deuda financiera (reembolsos y otras variaciones de la deuda financiera neta)	(8,765)	(5,609)
Operaciones con participaciones no controladoras	(408)	(202)
Dividendos y dividendos a cuenta pagados	(2,782)	(2,442)
Flujos de efectivo en actividades de financiamiento (C)	(3,747)	(6,516)
Impacto de las fluctuaciones del tipo de cambio en el efectivo y equivalentes de efectivo (D)	(295)	151
Aumento/ (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo (A+B+C+D)	(3,118)	(4,367)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo ⁽¹⁾	8,326	10,790
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo ⁽²⁾	5,208	6,423

(1) De los cuales, efectivo y equivalentes de efectivo equivalen a 8.290 millones de euros al 1 de enero de 2017 (10.639 millones de euros al 1 de enero de 2016), valores a corto plazo equivalentes a 36 millones de euros al 1 de enero de 2017 (1 millón de euros al 1 de enero de 2016) y efectivo y equivalentes de efectivo pertenecientes a "Activos mantenidos para la venta" equivalentes a 150 millones de euros al 1 de enero de 2016.

(2) De los cuales, efectivo y equivalentes de efectivo equivalen a 5.127 millones de euros al 30 de setiembre de 2017 (6.391 millones de euros al 30 de setiembre de 2016), valores a corto plazo equivalentes a 67 millones de euros al 30 de setiembre de 2017 (30 millones de euros al 30 de setiembre de 2016) y efectivo y equivalentes de efectivo correspondientes a "Activos mantenidos para la venta" por importe de 14 millones de euros al 30 de setiembre de 2017 (2 millones de euros al 30 de setiembre de 2016).

Notas de los estados financieros consolidados condensados al 30 de Setiembre de 2017

1. Políticas contables y criterios de medición

Las normas contables adoptadas, los criterios de reconocimiento y medición y los criterios y métodos de consolidación utilizados para los estados financieros consolidados condensados al 30 de setiembre de 2017 (no auditado) son los mismos que los adoptados para los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016 (para más información, véase el reporte correspondiente).

Estacionalidad

La evolución de las condiciones meteorológicas podría afectar a la cifra de negocios y al rendimiento del Grupo, aunque ligeramente. Más concretamente, en los períodos más cálidos del año, las ventas de gas disminuyen, mientras que durante los períodos en los que las fábricas cierran por vacaciones, las ventas de electricidad disminuyen. Teniendo en cuenta el ligero impacto financiero de estas variaciones, atenuado aún más por el hecho de que las operaciones del Grupo se encuentran distribuidas en ambos hemisferios, no se proporciona ninguna información adicional (requerida por la NIC 34.21) para desarrollos en los 12 meses terminados el 30 de setiembre de 2017.

2. Principales cambios en el alcance de consolidación

Al 30 de setiembre de 2017, el alcance de consolidación ha cambiado con respecto al 30 de setiembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2016, como resultado de las siguientes principales transacciones.

2016

- > Venta, finalizada a principios de marzo de 2016, de **Compostilla Re**, que al 31 de diciembre de 2015 se había clasificado como "mantenida para la venta". El precio de venta fue de 101 millones de euros (la empresa también poseía activos líquidos por un importe aproximado de 111 millones de euros) y generó una ganancia de unos 19 millones de euros;
- > venta, el 1ero de mayo de 2016, del 65% de **Drift Sand Wind Project**, una empresa que opera en el sector de la generación eólica en los Estados Unidos;
- > venta, finalizada el 13 de julio de 2016, de **Enel Longanesi**, que poseía los activos italianos (compuestos por 21 solicitudes de permisos de exploración on-shore y permisos de exploración off-shore) en el sector del gas en el sentido ascendente;
- > venta, el 28 de julio de 2016, del 50% de **Slovak Power Holding ("SPH")**, que a su vez poseía el 66% de **Slovenské elektrárne ("SE")**;
- > adquisición del control, el 1ero de octubre de 2016, de **Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca ("DEC")**, contabilizado previamente por el método de participación, mediante la fusión de DEC y Codensa (que ya poseía el 49%);
- > pérdida de control, el 21 de noviembre de 2016, a raíz de los cambios en los acuerdos de gobierno y la venta de una participación de 1%, por un importe de 12 millones de euros, de **EGPNA Renewable Energy Partners ("EGPNA REP")**, un desarrollador de proyectos de generación de energías renovables en los Estados Unidos. A partir de esa fecha se ha contabilizado por el método de participación;
- > venta, el 30 de noviembre de 2016, del 100% de **Enel France**, una empresa de termo-generación en Francia;
- > pérdida de control, el 20 de diciembre de 2016, de **Enel OpEn Fiber** (ahora OpEn Fiber - OF) tras una ampliación de capital de Enel y CDP Equity ("CDPE"), a consecuencia Enel y CDPE poseen igual participación en OF, que a partir de esa fecha se ha contabilizado por el método de participación;

- > venta, el 28 de diciembre de 2016, de los parques eólicos **Cimarron and Lindahl** a la empresa conjunta EGPNA REP , punto de partida de una nueva estrategia de crecimiento industrial basado en el enfoque “Build, Sell and Operate” de menor cantidad de capital destinado a acelerar el desarrollo de proyectos de oleoductos a nivel mundial;
- > venta, el 30 de diciembre de 2016, del 100% de **Marcinelle Energie**, una empresa termo-genérica en Bélgica. El precio de venta está sujeto a los ajustes de los precios por parte de los clientes que incluye una cláusula de ganancia.

2017

- > Adquisición, el 10 de enero de 2017, del 100% de **Demand Energy Networks**, una empresa con sede en los 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**, una empresa Mexicana que opera en el sector de energía renovable;
- > adquisición, el 14 de febrero de 2017, y el 4 de mayo de 2017, del 94.84% y 5.04% respectivamente (de un total de 99.88%) de **CELG Distribuição (CELG-D)**, una empresa de distribución de electricidad que opera en el estado brasileño de of Goiás.
- > adquisición, el 16 de mayo de 2017, del 100% de **Tynemouth Energy Storage**, una compañía británica que opera en el sector de almacenamiento de electricidad;
- > adquisición, el 4 de junio de 2017, del 100% de **Amec Foster Wheeler Power (ahora Enel Green Power Sannio)**, una empresa que posee dos plantas eólicas en la provincia de Avellino;
- > adquisición, el 7 de Agosto de 2017, del 100% del **EnerNOC Group** tras la oferta publicada por EGPNA a los anteriores accionistas.

Otros cambios

En adición a los cambios mencionados en el alcance de consolidación, las siguientes operaciones, que, aunque no representen operaciones de adquisición o pérdida de control, hayan supuesto un cambio en la participación del grupo en las sociedades participadas:

- > venta, el 29 de febrero de 2016, de la participación restante en **Hydro Dolomiti Enel**, una empresa que opera en el sector de la generación hidroeléctrica en Italia;
- > el 31 de marzo de 2016, tuvo efecto la escisión no proporcional de **Enel Green Power**, tras la cual – con el aumento de capital por Enel SpA como parte de la escisión – el grupo incrementó su participación en la sociedad de 68.29% a 100%, con la consecuente reducción de participaciones no controladoras;
- > el 3 de mayo de 2016, Enel Green Power adquirió el 40% restante de **Maicor Wind**, una empresa que opera en el sector de generación eólica en Italia, convirtiéndose así en su único accionista;
- > el 27 de julio de 2016, Enel Green Power International, una total subsidiaria de Enel, vendió el 60% de **Enel Green Power España (“EGPE”)** a Endesa Generación, una total subsidiaria de Endesa, que como ya poseía el 40% restante de EGPE se convirtió en su único accionista. En los estados financieros consolidados, la operación produce una disminución en la participación correspondiente al Grupo (del 88.04% al 70.10%) en los resultados de EGPE desde que entró en vigor la operación;
- > fusión, el 1ero de diciembre de 2016, entre **Enel Américas** de Endesa Américas y Chilectra Américas, empresas creadas con la escisión de Enersis, Endesa Chile y Chilectra. Como efecto combinado de los ratios de canje entre las acciones y el ejercicio de derecho de retiro por parte de algunos accionistas de las compañías involucradas en la operación, cambió el porcentaje de participación en las empresas controladas directa o indirectamente por Enel Américas.

Adquisición de CELG-D

El 14 de febrero de 2017, Enel Brasil finalizó la adquisición del 94.84% de CELG Distribuição (“CELG-D”), una empresa distribuidora de electricidad que opera en el estado brasileño de Goiás bajo una concesión otorgada hasta el 2045. La participación restante en CELG-D fue ofrecida a los empleados y jubilados mediante un proceso en el cual Enel Brasil garantizaba la adquisición de acciones no adquiridas por los empleados y jubilados. El proceso concluyó el 4 de mayo de 2017 y permitió al grupo adquirir adicionalmente 5.04% de CELG-D, dándole un total de participación de 99.88%.

Durante los primeros nueve meses del año, la Compañía realizó una asignación preliminar del precio de compra determinando el valor razonable provisional de los activos y pasivos adquiridos.

Los ajustes principales de los valores en libros se referían esencialmente al reconocimiento de los activos intangibles (en particular, los relativos a los derechos de concesión) y a los efectos fiscales asociados, teniendo en cuenta el impacto de la fusión inversa de CELG-D con Enel Invetimentos. Dadas las características del régimen de concesión en el que opera, la actividad de distribución desarrollada por la sociedad entra en el ámbito de aplicación de la IFRIC 12.

Determinación del goodwill

Millones de euros	
Activos netos adquiridos antes de la asignación ⁽¹⁾:	(278)
Ajustes para asignar el precio de compra:	
- activos intangibles	1,153
- pasivos por impuestos diferidos	(117)
- obligaciones por beneficios de empleados	(40)
- otros ajustes	(27)
- participaciones no controladoras	(1)
Activos netos adquiridos después de la asignación:	690
Precio de compra para el 94.84%	665
Precio de compra para el adicional de 5.04%	25
Costo de la adquisición	690
Goodwill	-

⁽¹⁾ Activos netos en proporción de la participación de Enel del 99.88%.

En consecuencia, las cuentas a la fecha de adquisición se actualizaron como sigue:

Cuentas de CELG-D a la fecha de adquisición

Millones de euros	Importe en libros antes del 14 de febrero de 2017	Ajustes por asignación del precio de compra	Importe en libros al 14 de febrero de 2017
Propiedad, planta y equipo	13	-	13
Activos intangibles	572	1,153	1,725
Activos por impuestos diferidos	23	-	23
Otros activos no corrientes	318	(5)	313
Cuentas por cobrar comerciales	238	1	239
Inventarios	7	-	7
Otros activos corrientes	132	(6)	126
Efectivo y equivalente de efectivo	9	-	9
Préstamos	(326)	9	(317)
Beneficios a los empleados	(43)	(40)	(83)
Pasivos por impuestos diferidos	(23)	(117)	(140)
Otros pasivos no corrientes	(161)	(11)	(172)
Provisiones para riesgos y gastos	(216)	-	(216)
Cuentas por pagar comerciales	(446)	(4)	(450)
Otros pasivos corrientes	(375)	(11)	(386)
Participaciones no controladoras	-	(1)	(1)
Activos netos adquiridos	(278)	968	690

CELG-D ha contribuido con 963 millones de euros en ingresos y 17 millones de euros en resultados operativos en los nueve primeros meses de 2017.

Adquisición de EnerNOC

El 7 de Agosto de 2017, EGPNA completó la adquisición del 100% del grupo EnerNOC tras la exitosa oferta de EGPNA a los accionistas de al menos una mayoría de acciones de EnerNOC. Un total de 22,447,759 acciones fueron válidamente ofertadas y no canceladas, representando alrededor del 71.61% del capital social en circulación de EnerNOC, a un precio de \$7.67 por acción en efectivo. Tras la aceptación de las acciones ofrecidas, EGPNA completó la operación adquiriendo el 100% de la empresa. Con un costo de adquisición de 237 millones de euros, los activos netos adquiridos se han determinado provisionalmente de la siguiente manera. En consecuencia, la operación generó un goodwill de 187 millones de euros:

Determinación del goodwill

Millones de euros	
Activos netos adquiridos antes de la asignación:	(27)
Ajustes para asignar el precio de compra:	
- activos intangibles	174
- goodwill existente	(27)
- pasivos por impuestos diferidos	(70)
Activos netos adquiridos después de la asignación:	50
Costo de la adquisición	237
<i>(del cual fue pagado en efectivo)</i>	<i>237</i>
Goodwill	187

Cuentas del Grupo EnerNOC a la fecha de adquisición

Millones de euros	Importes en libros antes del 7 de agosto de 2017	Ajustes para la asignación del precio de compra	Importes en libros al 7 de agosto de 2017
Propiedad, planta y equipo	19	-	19
Activos intangibles	26	174	200
Goodwill	27	160	187
Otros activos no corrientes	2	-	2
Cuentas por cobrar comerciales	33	-	33
Inventarios	48	-	48
Efectivo y equivalentes de efectivo	86	-	86
Préstamos	(108)	-	(108)
Pasivos por impuestos diferidos	-	(70)	(70)
Otros pasivos no corrientes	(2)	-	(2)
Cuentas por pagar comerciales	(65)	-	(65)
Otros pasivos corrientes	(93)	-	(93)
Activos netos adquiridos	(27)	264	237

EnerNOC ha contribuido con 87 millones de euros en ingresos y 19 millones de euros en ingresos operativos a resultados en los primeros nueve meses del 2017.

Otras adquisiciones menores

Determinación del goodwill

Millones de euros	Demand Energy Networks	Más Energía	Tynemouth Energy Storage	Amec Foster Wheeler Power (ahora Enel Green Power Sannio)	Azovskaya WPS and Windlife Kola Vetro
Propiedad, planta y equipo	-	-	2	49	-
Activos intangibles	30	-	-	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	15	-	-	8	1
Cuentas por cobrar comerciales	-	-	-	1	-
Otros activos corrientes	-	-	-	4	3
Préstamos a mediano/largo plazo	-	-	-	(29)	(1)
Cuentas por pagar comerciales	(2)	-	-	(1)	-
Otros pasivos corrientes	(14)	-	-	(17)	-
Activos netos adquiridos	29	-	2	15	3
Costo de adquisición	38	10	5	21	7
<i>(de lo cual fue pagado en efectivo)</i>	30	10	4	21	2
Goodwill	9	10	3	6	4

La asignación provisional del precio de compra se ha completado para Demand Energy, mientras que para las demás adquisiciones menores, el grupo identificará el valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos dentro de los 12 meses siguientes a la fecha de adquisición. Este proceso inició inmediatamente después de la adquisición.

3. Información por segmentos

La representación del rendimiento y la posición financiera por áreas de negocio que aquí se presenta se basa en el enfoque utilizado por la Dirección para el seguimiento de la evolución del grupo durante los dos periodos comparados.

Rendimiento por área de negocio

Primeros nueve meses del 2017 ⁽¹⁾

Millones de euros	Italia	Iberia	América Latina	Europa y África del Norte	América del Norte y América Central	África subsahariana y Asia	Otras eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos por terceros	27,291	14,671	9,812	1,725	606	72	11	54,188
Ingresos por operaciones con otros segmentos	489	30	18	25	2	-	(564)	-
Total ingresos	27,780	14,701	9,830	1,750	608	72	(553)	54,188
Total costos	22,941	12,165	6,717	1,341	281	25	(349)	43,121
Ingreso/(gasto) neto por contratos sobre materias primas medidos al valor razonable	399	7	4	-	(1)	-	(26)	383
Depreciación y amortización	1,304	1,140	864	147	145	31	12	3,643
Pérdidas por deterioro de valor	379	265	117	29	-	-	(1)	789
Reversiones de deterioro	-	(178)	(2)	(20)	-	1	-	(199)
Resultados operativos	3,555	1,316	2,138	253	181	15	(241)	7,217
Gastos de capital	1,124	582	2,094	208 ⁽²⁾	1,479	25	8	5,520

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

(2) No incluye 27 millones de euros correspondientes a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

Primeros nueve meses del 2016 ⁽¹⁾

Millones de euros	Italia	Iberia	América Latina	Europa y África del Norte	América del Norte y América Central	África subsahariana y Asia	Otras eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos por terceros	25,841	14,002	7,906	2,929	671	18	92	51,459
Ingresos por operaciones con otros segmentos	494	46	17	146	1	-	(704)	-
Total ingresos	26,335	14,048	7,923	3,075	672	18	(612)	51,459
Total costos	20,745	11,100	5,315	2,453	201	11	(506)	39,319
Ingreso/(gasto) neto por contratos sobre materias primas medidos al valor razonable	(145)	22	4	(13)	(1)	-	3	(130)
Depreciación y amortización	1,271	1,240	692	198	190	6	38	3,635
Pérdidas por deterioro de valor	350	276	82	98	21	6	43	876
Reversiones de deterioro	-	(176)	(1)	(13)	-	-	-	(190)
Resultados operativos	3,824	1,630	1,839	326	259	(5)	(184)	7,689
Gastos de capital	1,170	646	1,994	144 ⁽²⁾	989	253	20 ⁽³⁾	5,216

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

(2) No incluye 283 millones de euros correspondientes a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

(3) No incluye 5 millones de euros correspondientes a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

Situación Financiera por área de negocio

Al 30 de setiembre de 2017

Millones de euros	Italia	Iberia	América Latina	Europa y África del norte	América del norte y América Central	África subsahariana y Asia	Otras eliminaciones y ajustes	Total
Propiedad, planta y equipo	25,904	23,685	16,886	3,069	5,571	708	(9)	75,814
Activos intangibles	1,266	15,655	11,981	751	1,004	111	(47)	30,721
Cuentas por cobrar comerciales	9,041	2,421	2,308	299	239	21	(699)	13,630
Otros	3,794	1,699	795	194	237	6	(81)	6,644
Activo operativo	40,005 ⁽¹⁾	43,460	31,970	4,313 ⁽²⁾	7,051 ⁽⁴⁾	846	(836)	126,809
Cuentas por pagar comerciales	5,986	2,226	2,429	320	1,121	18	(679)	11,421
Provisiones varias	3,001	3,718	1,338	108	24	15	542	8,746
Otros	6,972	2,497	2,178	308	200	65	(442)	11,778
Pasivo operativo	15,959	8,441	5,945	736 ⁽³⁾	1,345 ⁽⁵⁾	98	(579)	31,945

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

(2) De los cuales 123 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

(3) De los cuales 59 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

(4) De los cuales 1.357 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

(5) De los cuales 295 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como "mantenidas para la venta".

Al 31 de diciembre de 2016

Millones de euros	Italia	Iberia	América Latina	Europa y África del Norte	América del norte y América Central	África subsahariana y Asia	Otras eliminaciones y ajustes	Total
Propiedad, planta y equipo	25,981	24,174	17,411	3,048	4,831	780	46	76,271
Activos intangibles	1,314	15,671	11,045	743	633	113	(34)	29,485
Cuentas por cobrar comerciales	9,429	2,243	1,835	317	111	18	(447)	13,506
Otros	3,409	1,461	515	179	41	2	(134)	5,473
Activo operativo	40,133 ⁽¹⁾	43,549	30,806	4,287	5,616 ⁽²⁾	913	(569)	124,735
Cuentas por pagar comerciales	7,606	2,155	2,433	374	493	23	(396)	12,688
Provisiones varias	3,077	4,096	1,039	127	25	18	617	8,999
Otros	7,125	3,042	1,850	305	210	54	340	12,926
Pasivo operativo	17,808	9,293	5,322	806	728	95	561	34,613

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

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

La siguiente tabla muestra la conciliación entre los activos y pasivos del segmento y las cifras consolidadas.

Millones de euros	Al 30 de setiembre de 2017	Al 31 de diciembre de 2016
Total activos	154,012	155,596
Inversiones de capital medidas al método de participación	1,565	1,558
Otros activos financieros no corrientes	5,026	5,501
Impuestos por cobrar a largo plazo incluidos en "Otros activos no corrientes"	289	301
Activos financieros corrientes	7,084	6,998
Efectivo y equivalentes de efectivo	5,127	8,290
Activos por impuestos diferidos	6,395	6,665
Impuestos por cobrar	1,609	1,543
Activos financieros y tributarios de "Activos mantenidos para la venta"	108	5
Activos por segmentos	126,809	124,735
Total pasivos	101,399	103,021
Préstamos a largo plazo	40,895	41,336
Pasivos financieros no corrientes	2,684	2,532
Préstamos a corto plazo	3,915	5,372
Porción corriente de los préstamos a largo plazo	5,963	4,384
Pasivos financieros corrientes	3,158	4,586
Pasivos por impuestos diferidos	8,397	8,768
Impuesto a la renta por pagar	1,157	359
Otros impuestos por pagar	2,263	1,071
Pasivos financieros y tributarios clasificados como "mantenidos para la venta"	1,022	-
Pasivos por segmentos	31,945	34,613

Ingresos

4.a Ingresos – 54,188 millones de euros

Millones de euros	Primeros nueve meses			
	2017	2016	Variación	
Ingresos procedentes de la venta de electricidad	32,333	31,342	991	3.2%
Ingresos procedentes del transporte de electricidad	7,373	7,164	209	2.9%
Tarifas de los operadores de red	607	370	237	64.1%
Transferencias de los operadores institucionales del mercado	1,254	1,074	180	16.8%
Ingresos procedentes de la venta de gas	2,832	2,751	81	2.9%
Ingresos procedentes del transporte de gas	391	390	1	0.3%
Resultados por enajenación de subsidiarias, asociadas, negocios conjuntos, operaciones conjuntas y activos no corrientes mantenidos para la venta	157	348	(191)	-54.9%
Remediación del valor razonable tras cambios de control	-	4	(4)	-
Ingresos procedentes de la venta de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	16	24	(8)	-33.3%
Otros servicios, ventas e ingresos	9,225	7,992	1,233	15.4%
Total	54,188	51,459	2,729	5.3%

En los primeros nueve meses de 2017 **ingresos procedentes de la venta de electricidad** alcanzaron los 32,333 millones de euros, un incremento de 991 millones de euros en comparación con el mismo periodo al año anterior (+3.2%). El total incluye ingresos por venta de electricidad a usuarios finales por un importe de 23,445 millones de euros (21,615 millones de euros en los primeros nueve meses de 2016), ingresos por venta de electricidad al por mayor (sin incluir las tarifas de operadores de red) por un importe de 6,483 millones de euros (8,200 millones de euros en los primeros nueve meses de 2016) e ingresos por comercio de electricidad por un importe de 2,405 millones de euros (1,527 millones de euros en los primeros nueve meses de 2016).

El aumento refleja:

- > un incremento de 1,830 millones de euros en ingresos procedentes de la venta de electricidad a usuarios finales, principalmente gracias a la recuperación de precios medios de venta, junto con un aumento de las cantidades vendidas y el efecto del tipo de cambio, que fueron mayormente favorables en América Latina. Con respecto a la variación del alcance de consolidación, la adquisición de CELG-D tuvo un impacto de 837 millones de euros en ingresos los primeros nueve meses de 2017, solo parcialmente compensado por la desconsolidación de Slovenské elektrárne;
- > una disminución de 1,717 millones de euros en ingresos procedentes de ventas al por mayor, que reflejan esencialmente la reducción de los volúmenes gestionados en Italia, así como la reducción de los ingresos asociados a la desconsolidación de Slovenské elektrárne (880 millones de euros) a finales de julio de 2016;
- > un incremento de 878 millones de euros en ingresos procedentes del comercio de electricidad, fundamentalmente por el incremento de los volúmenes gestionados.

Los **ingresos procedentes del transporte de electricidad** ascendieron a 7,373 millones de euros en los primeros nueve meses de 2017, un incremento de 209 millones de euros con respecto al mismo periodo del año anterior. El total incluye ingresos procedentes del transporte de electricidad a usuarios finales en el mercado regulado por un importe de 2,133 millones de euros (2,154 millones de euros en el mismo periodo de 2016) y en el mercado libre por un importe de 1,646 millones de euros (1,418 millones de euros en el mismo periodo de 2016), así como ingresos por transporte de electricidad a otros operadores por un importe de 3,439 millones de euros (3,416 millones de euros en el mismo periodo

de 2016). El incremento se registró principalmente en Italia, que registró un aumento de los importes transportados al mercado libre, y en América Latina.

Los ingresos procedentes de **transferencias de los operadores institucionales del mercado** ascendieron a 1,254 millones de euros en los primeros nueve meses de 2017, superior en 180 millones de euros con respecto al mismo periodo en el año anterior. El incremento fue íntegramente por el aumento en los costos de combustible para generación en la zona extra peninsular de España, por lo que el grupo tiene derecho a reembolso.

Los **ingresos procedentes de la venta de gas** en los primeros nueve meses de 2017 ascendieron a 2,832 millones de euros, un incremento de 81 millones de euros (+2.9%) con respecto al mismo periodo para el año anterior. El incremento en el periodo refleja esencialmente las mayores cantidades vendidas en España

Los **ingresos procedentes del transporte de gas** en los primeros nueve meses de 2017 por un importe de 391 millones de euros, en línea con el mismo periodo de 2016.

Los resultados por enajenación de entidades en los primeros nueve meses de 2017 ascendieron a 157 millones de euros (348 millones de euros en los primeros nueve meses de 2016) y refleja principalmente el resultado de la venta de la compañía chilena Electrogas (144 millones de euros), en la que el grupo poseía el 42.5%. En los primeros nueve meses de 2016, el resultado reportaba principalmente el resultado de las ventas de GNL Quintero (171 millones de euros), Hydro Dolomiti (124 millones de euros) y Compostilla Re (19 millones de euros), así como el ajuste de precios positivo de 30 millones de euros en la venta de ENEOP a finales de 2015.

Los ingresos sobre **otros servicios, ventas e ingresos** en los primeros nueve meses de 2017 ascendieron a 9,225 millones de euros (7,992 millones de euros en el mismo periodo del año anterior), incrementando en 1,233 millones de euros (+15.4%). La variación refleja principalmente:

- > un incremento de 789 millones de euros en ingresos procedentes de la venta de combustible (5,976 millones de euros, comparados con 5,187 millones de euros en los primeros nueve meses de 2016);
- > un incremento de 246 millones de euros en ingresos por ventas y subvenciones por certificados medioambientales, principalmente asociados al incremento en las actividades comerciales;
- > un incremento de 268 millones de euros en ingresos por contratos de construcción. Esto refleja un incremento en trabajo de ingeniería comparado con el mismo periodo en el año anterior, en el caso de las infraestructuras de red operadas en régimen de concesión del ámbito de la aplicación de CINIIF 12 (que también se vio afectada por la variación en el alcance de consolidación con la adquisición de CELG-D).

Costos

4.b Costos – 47,354 millones de euros

Millones de euros	Primeros nueve meses			
	2017	2016	Variación	
Compras de electricidad	14,764	13,508	1,256	9.3%
Consumo de combustible para generación de electricidad	3,919	3,279	640	19.5%
Combustible para comercialización y venta de gas a usuarios finales	7,903	6,536	1,367	20.9%
Materiales	846	789	57	7.2%
Personal	3,349	3,321	28	0.8%
Servicios, arrendamientos y alquileres	11,495	11,128	367	3.3%
Depreciación, amortización y deterioro del valor	4,233	4,321	(88)	-2.0%
Costos de los certificados medioambientales	857	612	245	40.0%
Otros gastos operativos	1,164	1,246	(82)	-6.6%
Costos capitalizados	(1,176)	(1,100)	(76)	-6.9%
Total	47,354	43,640	3,714	8.5%

Los costos por **compra de electricidad** ascendieron a 14,764 millones de euros en los primeros nueve meses de 2017, un incremento de 1,256 millones de euros en comparación con el mismo periodo de 2016 (9.3%). Estos costos incluyen compras por contratos bilaterales en mercados nacionales y extranjeros por un importe de 5,594 millones de euros (5,102 millones de euros en los primeros nueve meses de 2016), compras en mercados nacionales y extranjeros por un importe de 4,697 millones de euros (2,985 millones de euros en los primeros nueve meses de 2016) y otras compras en mercados nacionales y extranjeros, así como servicios de despacho y pesaje totalizan 4,474 millones de euros (5,421 millones de euros en los primeros nueve meses de 2016). El incremento en el costo refleja principalmente el aumento de compras en bolsas de electricidad, especialmente en Italia, Iberia y América Latina, representando este último principalmente la inclusión de CELG-D en el alcance de consolidación a partir de febrero de 2017, y en menor medida, el aumento de compras mediante contratos bilaterales. Estos factores se vieron compensados en parte por la reducción de otras compras en mercados nacionales y extranjeros, reflejando esencialmente la disminución de los volúmenes y precios de negociación de Enel Global Trading y el efecto del cambio en el alcance de consolidación con la desconsolidación de Slovenské elektrárne.

Los costos de **consumo de combustible para la generación eléctrica** en los primeros nueve meses de 2017 ascendieron a 3,919 millones de euros, un incremento de 640 millones de euros (+19.5%) en comparación con el mismo periodo del año anterior, atribuible a un incremento de las necesidades debido al aumento de la generación térmica, especialmente en España, y al incremento en el precio promedio de combustible, que compensan con creces el efecto de la variación en el alcance de consolidación con la desconsolidación de Slovenské elektrárne.

Los costos de la compra de **combustible para la comercialización y venta de gas a usuarios finales** alcanzaron un importe de 7,903 millones de euros en los primeros nueve meses de 2017, un incremento de 1,367 millones de euros. La variación refleja el incremento en el costo promedio de las compras de gas relacionadas con los beneficios acordados en 2016 a raíz de los acuerdos bajo el proceso de revisión de precios para una serie de contratos de suministro de gas, y el aumento en el volumen de gas manejado.

El costo de **materiales** en los primeros nueve meses de 2017 asciende a 846 millones de euros, un incremento de 57 millones de euros en comparación con el mismo periodo del año anterior. La variación refleja principalmente un aumento en las compras de materiales y equipos para trabajos de infraestructura y redes en Brasil en régimen de concesión de servicios públicos, compensado en parte por una disminución en los costos de adquisición de certificados medioambientales.

Los costos de **personal** en los primeros nueve meses de 2017 alcanzaron los 3,349 millones de euros, un incremento de 28 millones de euros (+0.8%) en comparación con el mismo periodo del año anterior.

En los primeros nueve meses de 2017, el incremento en los costos de personal refleja principalmente:

- > el reconocimiento de un incremento de 15 millones de euros en incentivos por terminación anticipada en 2017, debido fundamentalmente por la provisión reconocida en CELG-D (45 millones de euros, para mejorar la eficiencia), en parte por una disminución de las cargas en España (-21 millones de euros);
- > el efecto de la variación por tipo de cambio, que disminuyeron los costos en 7 millones de euros;
- > un incremento en el costo promedio unitario, especialmente en América Latina, que elevó costos en 110 millones de euros;
- > la variación en el alcance de consolidación, principalmente por lo que se refiere a Slovenské elektrárne, CELG-D y EnerNOC, que tuvo un impacto negativo de 10 millones de euros;
- > una disminución en la planilla en comparación con el mismo periodo en 2016 (-3,336 empleados), con un impacto de 87 millones de euros.

Al 30 de setiembre de 2017, la planilla del grupo Enel ascendía a 63,331 personas, de las cuales 31,945 están empleadas fuera de Italia. La planilla del grupo creció en 1,251 en los primeros nueve meses de 2017, a pesar del impacto negativo del saldo de nuevas contrataciones y bajas en el periodo (-1,624), debido al efecto de la variación en el alcance de consolidación (+2,875), debido principalmente a la adquisición de CELG-D en Brasil, Enel Green Power Sannio en Italia y EnerNOC en América del Norte.

La variación global con respecto al 31 de diciembre de 2016, se desglosa del siguiente modo:

Balance al 31 de diciembre de 2016	62,080
Contrataciones	1,590
Bajas	(3,214)
Variación en el alcance de consolidación	2,875
Balance al 30 de Setiembre de 2017	63,331

Los costos de **servicios, arrendamientos y alquileres** en los primeros nueve meses de 2017 alcanzaron los 11,495 millones de euros, un incremento de 367 millones de euros en comparación con el mismo periodo del año anterior. La variación refleja principalmente:

- > un incremento de 224 millones de euros en los costos de transporte de electricidad, fundamentalmente en América Latina e Italia;
- > un incremento de 137 millones de euros en los costos de servicios prestados en Brasil en relación con los acuerdos de concesión de servicios públicos contemplados en la CINIIF12;
- > un incremento de 80 millones de euros en costos de servicios informáticos, especialmente en España debido a la absorción del área de negocio TIC y en Italia; parte del incremento es representado por los costos capitalizados;
- > un incremento de 71 millones de euros en costos de mantenimiento y reparaciones sobretodo en España y América Latina;

Estos factores se vieron compensados en parte por la reducción de 225 millones de euros en las tarifas de acceso a la red de transporte, principalmente en España y como resultado de la desconsolidación de Slovenské elektrárne.

Depreciación, amortización y deterioro de valor en los primeros nueve meses de 2017 alcanzaron los 4,233 millones de euros, una disminución de 88 millones de euros. El descenso registrado en los nueve primeros meses de 2017 refleja principalmente:

- > una disminución de 72 millones de euros en la depreciación de propiedades, planta y equipo como consecuencia de la desconsolidación de Slovenské elektrárne y el alargamiento de la vida útil de algunas plantas de generación de energías renovables, principalmente en España;
- > un incremento de 81 millones de euros en amortización de activos intangibles, principalmente en Brasil, fundamentalmente como resultado de la adquisición de CELG-D, la evolución del tipo de cambio y el aumento de la amortización relacionada con las actividades comprendidas en el ámbito de aplicación de la CINIIF 12;
- > una disminución de 21 millones de euros en deterioro de valor de propiedades, planta y equipo, esencialmente en España e Italia;
- > una disminución de 111 millones de euros en deterioro de valor, principalmente debido a los ajustes (en los primeros nueve meses de 2016) de la estimación del valor razonable de activos clasificados como mantenidos para la venta;
- > un incremento de 36 millones en el deterioro de las cuentas por cobrar comerciales principalmente en Italia, Brasil y Argentina.

Costos de certificados medioambientales alcanzaron los 857 millones de euros en los primeros nueve meses de 2017, aumentando en 245 millones del mismo periodo de 2016. El incremento es principalmente atribuido a:

- > una disminución de las tasas por los derechos de emisión (-81 millones de euros), principalmente en Italia, relacionada con una disminución en el costo unitario de los derechos de emisión (EUAs and CERs) y de las emisiones;
- > un incremento en las comisiones por certificados blancos (+281 millones de euros), principalmente en Italia, debido al alza en los volúmenes adquiridos en comparación con el año anterior.

Los otros gastos operativos en los primeros nueve meses de 2017 ascendieron a 1,164 millones de euros, una disminución de 82 millones de euros en comparación con el mismo periodo en 2016. La variación refleja principalmente:

- > una reducción de 181 millones de euros en pérdidas de capital por la enajenación de propiedades, planta y equipo, fundamentalmente relacionados con el reconocimiento en el mismo periodo de 2016 de una pérdida tras el abandono de los derechos de agua para seis proyectos de desarrollo en Chile y Perú tras un análisis de su rentabilidad e impacto socioeconómico;
- > una disminución de 133 millones de euros en costos para el *bono social* que los reguladores locales cobran a las empresas eléctricas españolas. Esto refleja la aplicación de una decisión judicial con la que se decidió eliminar ese cargo para las empresas;
- > un aumento de 112 millones de euros en impuestos y tasas, esencialmente debido al incremento en las tasas sobre generación en España (69 millones de euros como resultado del incremento en los volúmenes generados) bajo la Ley nº15/2012 y un incremento (total de 62 millones de euros) en tasas de generación nuclear en Cataluña;
- > un incremento de 89 millones de euros en cargos por incumplimiento de estándares de calidad en los servicios eléctricos, principalmente en Argentina (77 millones de euros);
- > un incremento de 29 millones de euros en otros gastos operativos, que esencialmente reflejan el efecto de la reversión de 47 millones de euros en los primeros nueve meses de 2016 de las provisiones que se habían asignado tras la puesta en marcha de una investigación por parte de la Autoridad de Competencia sobre la distribución electrónica. Esto se vio parcialmente compensado con la desconsolidación de Slovenské elektrárne.

En los primeros nueve meses de 2017 los **costos capitalizados** ascendieron a 1,176 millones de euros, un incremento de 76 millones de euros en el mismo periodo del año anterior.

4.c Ingresos/(gastos) netos sobre contratos de materias primas medidos al valor razonable – 383 millones de euros

Los ingresos/(gastos) netos sobre contratos de materias primas medidos al valor razonable mostraron unos ingresos netos de 383 millones de euros en los primeros nueve meses de 2017 (gastos netos de 130 millones de euros en el mismo periodo del año anterior). En concreto, el beneficio neto de los primeros nueve meses de 2017 ha sido atribuible al resultado neto realizado en el periodo que ha ascendido a 206 millones de euros (44 millones de euros en resultado neto realizado en los primeros nueve meses de 2016) y resultado neto no realizado por la medición del valor razonable de las posiciones derivadas abiertas al final del periodo por un importe de 177 millones de euros (174 millones de euros en gastos netos no realizados en los primeros nueve meses de 2016).

4.d Gastos financieros netos – 2,163 millones de euros

Los gastos financieros netos disminuyeron en 14 millones de euros en comparación con el mismo periodo del año anterior.

En concreto, los ingresos financieros de los nueve primeros meses 2017 ascendieron a 2,877 millones de euros, descendiendo en 289 millones de euros con respecto al mismo periodo en 2016 (3,166 millones de euros). La variación refleja fundamentalmente el efecto combinado de los siguientes factores:

- > una disminución en los beneficios por tipo de cambio por un importe de 22 millones de euros;
- > una disminución en intereses y otros ingresos sobre activos financieros por un importe de 31 millones de euros, reflejados esencialmente por las cuentas por cobrar a corto plazo;
- > una disminución de 154 millones de euros en ingresos por derivados, principalmente destinados a cubrir el riesgo de tipo de cambio por préstamos en moneda diferente al euro;
- > una disminución de 71 millones de euros en otros ingresos, debido principalmente a la disminución de intereses y otros ingresos por activos financieros por contratos de concesión de servicio público, de acuerdo a la CINIIF 12 de las empresas brasileñas por un importe de 23 millones de euros, una disminución de los intereses por demora de 7 millones de euros y una disminución en ingresos por intereses en depósitos de garantía de 8 millones de euros;
- > una disminución de los ingresos por inversión en otras entidades de 11 millones de euros.

Los gastos financieros en los primeros nueve meses de 2017 ascendieron a 5,040 millones de euros, una disminución de 303 millones de euros en los nueve primeros meses de 2016, reflejando:

- > una disminución de 341 millones de euros en gastos por derivados, relacionados esencialmente a la cobertura del riesgo de tipo de cambio por préstamos;
- > una disminución de 25 millones de euros en provisiones por riesgo y cargas, principalmente por la reducción de cargas derivadas de la constitución de la provisión para el desmantelamiento nuclear (48 millones de euros) tras la desconsolidación de Slovenské elektrárne. Que fue compensado en parte por el incremento de 24 millones de euros en provisiones por riesgos y cargas, principalmente en América Latina (22 millones de euros) reflejando esencialmente los efectos de la resolución ENRE n° 1/2016, que involucra el descuento de una serie de multas por juicios en Argentina;
- > una disminución de 174 millones de euros en gastos por intereses y cargos en deudas financieras, principalmente como resultado de la disminución de la deuda financiera. La variación se debe principalmente a la reducción de 121 millones de euros en intereses en bonos, fundamentalmente con respecto a Enel SpA (91 millones de euros), así como la baja en gastos por intereses en depósitos a mediano/largo plazo por un importe de 35 millones de euros e intereses y otros cargos financieros bancarios en créditos revolving a mediano y largo plazo por un importe de 16 millones de euros, debido esencialmente a la desconsolidación de Slovenské elektrárne;

- > una disminución de 75 millones de euros en los gastos para la cancelación del descuento sobre las retribuciones a los empleados, principalmente por gastos por intereses en provisiones por incentivos de terminación (72 millones de euros);
- > un aumento de 118 millones de euros en pérdidas por diferencia en cambio;
- > un incremento de 194 millones de euros en otros cargos, esencialmente en concepto de gastos financieros reconocidos por Enel Finance International (107 millones de euros) tras la amortización anticipada de bonos bajo la “opción de compra total” prevista en el contrato original, así como menores intereses capitalizados (60 millones de euros) y más de otros gastos financieros conectados con la adquisición de CELG-D (53 millones de euros). Estos factores fueron en parte compensados por la disminución de gastos financieros asociados a las cesiones de créditos por cobrar con bajas (14 millones de euros), el efecto del reconocimiento del deterioro de valor en las cuentas por cobrar financieras en el mismo periodo del año anterior (6 millones de euros) y una disminución en gastos por intereses de demora (4 millones de euros).

4.e Participación en ingresos/(gastos) de las inversiones en acciones medidos al método de participación patrimonial– 114 millones de euros

La participación en **ingresos/(gastos) sobre inversión en acciones medidos al método de participación patrimonial** muestra un ingreso neto de 114 millones de euros en los primeros nueve meses de 2017.

4.f Impuesto a la renta – 1,505 millones de euros

Impuesto a la renta en los primeros nueve meses de 2017 ascendió a 1,505 millones de euros, lo que representa el 29.1% del beneficio fiscal (frente al 30.6% en los primeros nueve meses de 2016). La disminución en la tasa impositiva efectiva en los primeros nueve meses de 2017 con respecto al mismo periodo del año anterior, refleja esencialmente la reducción en las tasas impositivas en Italia, en parte compensada por el incremento en las tasas en Chile. Otro factor fue el menor impuesto a la ganancia de 144 millones de euros por la venta de Electrogas en Chile, el cual fue compensado completamente por el menor impuesto a la ganancia en el mismo periodo de 2016 por la venta de GNL Quintero (171 millones de euros), también en Chile.

Activos

5.a Activos no corrientes - 119,539 millones de euros

Propiedad, planta y equipo y activos intangibles (incluidas propiedades de inversión) ascendieron a 91,701 millones de euros al 30 de setiembre de 2017, por un incremento de 617 millones de euros. La variación se explica principalmente por las inversiones realizadas durante el periodo (5,520 millones de euros) y variaciones en el alcance de consolidación (alrededor de 1,945 millones de euros).

Esta última se refería principalmente a la adquisición de CELG-D, cuyos activos incluyen los derechos de concesión de distribución de electricidad en la región de Goiás. Estos factores en parte compensados con la depreciación, amortización y deterioro de valor en estos activos (totalizando 3,649 millones de euros) y el efecto de la transferencia de declaraciones financieras denominados en moneda diferentes al euro (3,609 millones de euros).

Goodwill, por un importe de 13,660 millones de euros, ha aumentado 104 millones de euros con respecto al 31 de diciembre de 2016. Además de las pérdidas por tipo de cambio, el aumento neto refleja principalmente:

- > el reconocimiento del goodwill de 187 millones con respecto a la adquisición de EnerNOC, una empresa norteamericana que es líder en respuestas a la demanda y servicios energéticos para clientes industriales, comerciales e institucionales;
- > la reclasificación (55 millones de euros) a activos mantenidos para la venta de la porción del goodwill asociado con EGP Latin America CGU atribuida a los parques eólicos mexicanos que se determinó durante el tercer trimestre para cumplir con los requisitos establecidos en la NIIF 15 para dicha clasificación.

Las inversiones de capital contabilizadas bajo el método de participación ascendieron a 1,565 millones de euros, aumentando en 7 millones de euros a fines del 2016.

Además de reflejar el resultado neto del Grupo de las sociedades contabilizadas bajo el método de participación, las variaciones del ejercicio también se relacionan con la venta de Electrogas.

Otros activos no corrientes totalizaron 12,613 millones de euros al 30 de setiembre de 2017 e incluyen:

Millones de euros	Al 30 de setiembre de 2017	Al 31 de diciembre de 2016	Variación	
Activos por impuestos diferidos	6,395	6,665	(270)	-4.1%
Cuentas y garantías por cobrar incluidas en la deuda neta financiera	2,912	2,622	290	11.1%
Otros activos financieros no corrientes	2,114	2,879	(765)	-26.6%
Cuentas por cobrar de los operadores del mercado institucional	366	106	260	-
Otras cuentas por cobrar a largo plazo	826	600	226	37.7%
Total	12,613	12,872	(259)	-2.0%

La disminución de 259 millones de euros en el periodo se debe en gran medida a:

- > una disminución de 765 millones de euros de otros activos financieros no corrientes, principalmente relacionado con la disminución del valor razonable de los derivados (846 millones de euros, principalmente para cubrir el riesgo de tipo de cambio en coberturas de flujo de efectivo), y otras inversiones de capital (14 millones de euros, incluyendo inversiones de capital medidas al valor razonable en Bayan Resources, entre otros). Estos efectos son solo parcialmente compensados por el incremento en los activos financieros relacionados a los servicios en régimen de concesión vinculados a las inversiones en la red de distribución en régimen de concesión en Brasil (111 millones de euros);
- > una disminución de 270 millones de euros en activos por impuestos diferidos, que refleja principalmente el reverso de los activos por impuestos diferidos, esencialmente en el caso de la holding española por el tratamiento fiscal reservado a los dividendos dentro del alcance de mecanismo fiscal consolidado, por las diferencias de valor en propiedades, planta y equipos y activos intangibles y por la valoración de los derivados financieros de cobertura de flujos de efectivo, así como la reclasificación a “activos mantenidos para la venta” de los activos por impuestos diferidos de las centrales eólicas mexicanas;
- > un incremento en las cuentas y garantías por cobrar incluidos en la deuda neta financiera por un importe de 290 millones de euros, debido esencialmente a un incremento de 342 millones de euros en cuentas por cobrar financieras de mediano y largo plazo, en parte compensado por una disminución de 51 millones de euros en garantías disponibles para la venta de las compañías de seguros holandesas, que para alinear su posición con el perfil de riesgo, gestionan la reducción de su cartera a largo plazo, y al mismo tiempo, aumentan su cartera a corto plazo;

- > un incremento de 260 millones de euros en cuentas por cobrar no corrientes debido a operadores de mercados institucionales, principalmente relacionados con el incremento de 253 millones de euros en cuentas por cobrar a la CSEA por concepto de transferencias devengadas para cumplir los objetivos de ahorro de energía mediante proyectos o a la adquisición de certificados de eficiencia energética;
- > un aumento de 226 millones de euros en otras cuentas por cobrar a largo plazo, atribuido esencialmente al efecto de la variación en el alcance de consolidación con CELG-D (258 millones de euros, neto de las diferencias de tipo de cambio), el cual refleja principalmente cuentas por cobrar a largo plazo a operadores de otros mercados. Esto fue en parte compensado por la disminución en las cuentas por cobrar de Enel SpA debido fundamentalmente al reembolso relativo a impuestos directos por parte de la agencia tributaria.

5.b Activos corrientes - 32,881 millones de euros

Los *Inventarios* ascendieron a 2,924 millones de euros, presentando un incremento de 360 millones de euros, principalmente en Italia, debido a la compra de medidores de segunda generación en ejecución del plan Open Meter, la compra de materiales para la red de media y baja tensión para mantenimiento y explotación y el aumento de los derechos de emisión de CO₂ y las reservas de gas y otros combustibles.

Las *cuentas por cobrar comerciales* ascendieron a 13,596 millones de euros, el aumento de 90 millones de euros, reflejan esencialmente el incremento en cuentas por cobrar por la venta y transporte de electricidad, especialmente en America Latina.

Los *otros activos corrientes* ascendieron a 11,234 millones de euros y se desglosan de la siguiente manera:

Millones de euros	Al 30 de setiembre de 2017	Al 31 de diciembre de 2016	Variación	
Activos financieros corrientes incluidos en la deuda	4,793	2,924	1,869	63.9%
Otros activos financieros corrientes	2,291	4,074	(1,783)	-43.8%
Impuestos por cobrar	1,609	1,543	66	4.3%
Cuentas por cobrar de los operadores del mercado institucional	1,056	1,025	31	3.0%
Otras cuentas por cobrar a corto plazo	1,485	1,355	130	9.6%
Total	11,234	10,921	313	2.9%

El incremento para el periodo ascendió a 313 millones de euros, reflejando en gran medida:

- > un incremento de 1,869 millones de euros en activos financieros corrientes incluidos en la deuda, principalmente asociado al aumento de las garantías efectivamente pagadas (1,391 millones de euros), la porción a corto plazo de las cuentas por cobrar financiera a mediano y largo plazo (408 millones de euros), un incremento en cuentas por cobrar "factoring" (370 millones de euros) y garantías corrientes (31 millones de euros). Esto fue parcialmente compensado por la recaudación en abril de 2017 de 384 millones de euros correspondientes a la deuda tributaria de Enel Green Power North America asociada con Cimarron Bend and Lindhal;
- > una disminución de 1,783 millones de euros en otros activos financieros corrientes, relacionados con la caída del valor razonable de los derivados (1,751 millones de euros, principalmente relacionados con los derivados medidos al valor razonable con cambios en resultados que cubren el riesgo de precio de las materias primas) y la disminución en cuentas por cobrar a terceros;
- > un incremento de 130 millones de euros en otras cuentas por cobrar a corto plazo, en gran medida por un incremento en activos en contratos de construcción;

- > un aumento de 66 millones de euros en impuestos por cobrar, esencialmente debido al incremento en las cuentas por cobrar de impuestos de sociedades (IRES) de las empresas que operan en Italia.

5.c Activos mantenidos para la venta - 1,592 millones de euros

Este concepto incluye principalmente activos valorizados a su valor estimado de realización medido en base al estado corriente de las negociaciones que, en vista de las decisiones de la dirección, van de acuerdo a los requerimiento de la NIIF 5 para su clasificación bajo este concepto.

La variación del periodo refleja principalmente la reclasificación como mantenidos para la venta de:

- > ocho proyectos de empresas mexicanas, los dueños de tres de las plantas de operación y de cinco plantas en construcción por una capacidad total de 1.7 GW, por el que Enel Green Power firmó un acuerdo con el inversionista institucional canadiense Caisse de dépôt et placement du Québec y con CKD Infraestructura México SA de Cv, vehículo de inversión de los principales fondos de pensiones mexicanos, para la venta del 80% del capital social;
- > los proyectos de las empresas asociadas con el parque eólico Kafireas, por los que Enel Green Power Hellas ("EGPH"), el fondo CCP Credit Acquisition Luxco Sarl y CSCP III Acquisition Luxco Sarl (conjuntamente llamado "Centerbridge") firmaron un acuerdo de negocio conjunto que rige los términos y dirección bajo EGPH y Centerbridge del HoldCo que se establecerá para mantener el 100% de participación de EGPH's en los proyectos asociados al parque eólico.

Pasivos y Patrimonio neto

5.d Participaciones atribuibles a los accionistas de la Sociedad matriz - 35,255 millones de euros

El incremento en los primeros nueve meses de 2017 en participaciones atribuibles a los accionistas de la sociedad matriz, por 452 millones de euros, reflejan el reconocimiento del resultado neto del periodo (2,621 millones de euros), solo parcialmente compensado por el resultado reconocido directamente en patrimonio (-1,264 millones de euros). Estos factores fueron parcialmente compensados por la distribución de los dividendos en el periodo (-905 millones de euros).

5.e Pasivos no corrientes - 61,429 millones de euros

Los *préstamos a largo plazo*, ascendieron a 40,895 millones de euros (41,336 millones de euros al 31 de diciembre de 2016), de los cuales por bonos asciende un importe de 31,171 millones de euros (32,401 millones de euros al 31 de diciembre de 2016) y créditos bancarios y otros préstamos por 9,724 millones de euros (8,935 millones de euros al 31 de diciembre de 2016). Las variaciones de los primeros nueve meses son esencialmente debido a la reducción en bonos de 1,231 millones de euros.

Las *provisiones y pasivos por impuestos diferidos* ascienden a 15,835 millones de euros al 30 de setiembre de 2017 (16,334 millones de euros al 31 de diciembre de 2016) e incluyen:

- > post-empleo y otros beneficios a los empleados por un total de 2,529 millones de euros, descendiendo 56 millones de euros en comparación con lo presentado al 31 de diciembre de 2016;
- > provisiones para riesgos y gastos por un importe de 4,909 millones de euros (4,981 millones de euros al 31 de diciembre de 2016). Este rubro incluye, entre otros, la provisión por litigios de 839 millones de euros (698 millones de euros al 31 de diciembre de 2016), la provisión por clausura nuclear por un importe de 538 millones de euros (567 millones de euros al 31 de diciembre de 2016), la provisión por desmantelamiento y restauración de planta de 799 millones de euros (754 millones de euros al 31 de diciembre de 2016), la provisión por impuestos y obligaciones

de 281 millones de euros (290 millones de euros al 31 de diciembre de 2016) y la provisión de incentivos por terminación temprana de 1,756 millones de euros (1,902 millones de euros al 31 de diciembre de 2016);

- > pasivos por impuestos diferidos por un total de 8,397 millones de euros (8,768 millones de euros al 31 de diciembre de 2016), una disminución de 371 millones de euros. La expansión del alcance de consolidación, completamente atribuible a la adquisición de CELG-D y EnerNOC, fue más que compensado por la depreciación de la moneda extranjera usada por subsidiarias contra la moneda funcional, los usos realizados respecto a la depreciación y amortización y la reclasificación a pasivos mantenidos para la venta del impuesto diferido de los proyectos eólicos mexicanos dentro del ámbito de la NIIF 5.

Los *otros pasivos no corrientes*, totalizaron 4,699 millones de euros (4,388 millones de euros al 31 de diciembre de 2016), aumentando en 311 millones de euros, debido esencialmente a la variación del valor razonable de los derivados financieros (+153 millones de euros), debido principalmente a la variación en el valor razonable de los derivados de cobertura de flujos de efectivo que cubren el riesgo de tipo de cambio, así como el aumento de los pasivos no corrientes asociados a la consolidación de CELG-D.

5.f Pasivos corrientes - 38,594 millones de euros

Los *préstamos a corto plazo y la porción corriente de los préstamos a largo plazo* aumentaron en 122 millones de euros, pasando de 9,756 millones de euros a finales de 2016 a 9,878 millones de euros al 30 de setiembre de 2017. El aumento refleja esencialmente el incremento de 1,161 millones de euros en la porción a corto plazo de los bonos, en parte compensado por una reducción de 1,457 millones de euros en préstamos a corto plazo.

Las *cuentas por pagar comerciales*, por un importe de 11,136 millones de euros (12,688 millones de euros al 31 de diciembre de 2016), disminuyendo en 1,552 millones de euros.

Los *otros pasivos corrientes*, por un total de 17,580 millones de euros, se desglosan de la siguiente manera:

Millones de euros

	Al 30 de setiembre de 2017	Al 31 de diciembre de 2016	Variación	
Cuentas por pagar a clientes	1,829	1,785	44	2.5%
Cuentas por pagar a operadores del mercado institucional	4,806	4,617	189	4.1%
Pasivos financieros corrientes	3,158	4,586	(1,428)	-31.1%
Contribuciones sociales por pagar y cuentas por pagar a empleados	544	649	(105)	-16.2%
Impuestos por pagar	3,420	1,430	1,990	-
Otros	3,823	5,452	(1,629)	-29.9%
Total	17,580	18,519	(939)	-5.1%

La disminución de 939 millones de euros se debe esencialmente a:

- > la disminución de 1,428 millones de euros en pasivos financieros corrientes, en gran medida debido a la disminución del valor razonable de los derivados financieros (1,021 millones de euros, principalmente relacionados a los derivados medidos al valor razonable con efecto en resultados por cobertura del riesgo de precio de materias primas) y la disminución en gastos financieros devengados (117 millones de euros) y la deuda financiera con el sistema eléctrico español de unos 296 millones de euros;
- > una disminución de 1,629 millones de euros en otras cuentas por pagar, debido fundamentalmente a los dividendos por pagar en los primeros nueve meses de 2017;

- > una disminución de 105 millones de euros en cuentas por pagar a empleados y contribuciones sociales, principalmente en Italia en relación a los mecanismos de incentivos por terminación temprana;
- > un aumento de 1,990 millones de euros en impuestos por pagar, atribuido esencialmente a la estimación del impuesto a la renta del periodo, neto de impuestos pagados y por pagar por las sobretasas sobre el consumo de electricidad y gas.

5.g Pasivos mantenidos para la venta – 1,376 millones de euros

Este rubro incluye pasivos asociados a “activos mantenidos para la venta”, como se discutió en la sección de ese rubro.

6. Situación financiera neta

De acuerdo con las instrucciones de la CONSOB del 28 de julio de 2006, la siguiente tabla reporta la situación financiera neta al 30 de setiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, reconciliada con la deuda financiera neta preparada de acuerdo con los procedimientos de presentación del grupo Enel.

Millones de euros

	Al 30 de setiembre de 2017	Al 31 de diciembre de 2016	Variación	
Efectivo y equivalente de efectivo disponibles	188	298	(110)	-36.9%
Depósitos bancarios y postales	4,809	7,777	(2,968)	-38.2%
Otras inversiones de liquidez	130	215	(85)	-39.5%
Garantías	67	36	31	86.1%
Liquidez	5,194	8,326	(3,132)	-37.6%
Cuentas por cobrar financiera a corto plazo	3,054	1,993	1,061	53.2%
Cuentas por cobrar "Factoring"	498	128	370	-
Porción corriente de las cuentas por cobrar financieras a largo plazo	1,174	767	407	53.1%
Cuentas financieras corrientes	4,726	2,888	1,838	63.6%
Deuda bancaria	(110)	(909)	799	-87.9%
Pagarés comerciales	(2,641)	(3,059)	418	-13.7%
Porción corriente de préstamos bancarios	(1,164)	(749)	(415)	-55.4%
Bonos emitidos (porción corriente)	(4,607)	(3,446)	(1,161)	-33.7%
Otros préstamos (porción corriente)	(192)	(189)	(3)	-1.6%
Otras cuentas por pagar financieras a corto plazo ⁽¹⁾	(1,164)	(1,700)	536	31.5%
Total deuda financiera corriente	(9,878)	(10,052)	174	1.7%
Situación financiera corriente neta	42	1,162	(1,120)	-96.4%
Deuda bancaria y a entidades financieras	(8,309)	(7,446)	(863)	-11.6%
Bonos	(31,171)	(32,401)	1,230	3.8%
Otros préstamos	(1,415)	(1,489)	74	5.0%
Situación financiera no corriente	(40,895)	(41,336)	441	1.1%
SITUACIÓN FINANCIERA NETA según instrucciones de la CONSOB	(40,853)	(40,174)	(679)	-1.7%
Cuentas por cobrar financieras a largo plazo y garantías	2,912	2,621	291	11.1%
DEUDA FINANCIERA NETA	(37,941)	(37,553)	(388)	-1.0%

(1) Incluye las cuentas por pagar financieras corrientes incluidas en otros pasivos financieros corrientes.

Otra información

7. Partes vinculadas

Como operador en el ámbito de la generación, distribución, transporte y venta de electricidad y venta de gas natural, Enel realiza transacciones con empresas controladas directa o indirectamente por el Estado italiano, accionista de control del grupo.

La siguiente tabla resume los principales tipo de transacción realizadas con dichas contrapartes.

Parte vinculada	Relación	Naturaleza de las principales transacciones
Single Buyer	Completamente controlado (indirectamente) por el Ministerio de Economía y Finanzas	Adquisición de electricidad para el mercado de protección reforzada
Cassa Depositi e Prestiti Group	Directamente controlado por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad en el Mercado de Servicios Auxiliares (Terna) Venta de servicios de transporte de electricidad (Eni Group) Adquisición de servicios de transporte, despacho y medición (Terna) Adquisición de servicios postales (Poste Italiane) Adquisición de combustible para plantas de generación y servicios de almacenaje y distribución de gas natural (Eni Group)
ESO - Energy Services Operator	Completamente controlado (directamente) por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad subvencionada Pago del componente A3 para incentivos de recursos renovables
EMO - Energy Markets Operator	Completamente controlado (indirectamente) por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad en Power Exchange (EMO) Adquisición de electricidad en Power Exchange para el diseño y planificación de plantas (EMO)
Leonardo Group	Directamente controlado por el Ministerio de Economía y Finanzas	Adquisición de servicios informáticos y suministro de bienes

Finalmente, Enel también mantiene relaciones con los fondos de pensiones FOPEN y FONDENEL, así como con Enel Cuore, una empresa sin ánimo de lucro dedicada a la prestación de asistencia social y de salud.

Todas las transacciones con partes vinculadas se dieron en condiciones normales de mercado, que en algunos casos son determinados por la Autoridad de electricidad, gas y agua.

La siguiente tabla resume las transacciones con partes vinculadas, compañías asociadas y acuerdos conjuntos que se dieron en los primeros nueve meses de 2017 y 2016 y vigentes al 30 de setiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016.

Millones de euros

	Acquirente Unico	GME	Cassa Depositi e Prestiti Group	GSE	Otros	Personal directivo clave	Total primeros nueve meses de 2017	Asociados a acuerdos conjuntos	Total general de los primeros nueve meses de 2017	Total en Estados Financieros	% del total
Estado de resultados											
Ingresos procedentes de ventas y servicios	1	1,260	2,045	304	66	-	3,676	111	3,787	52,909	7.2%
Otros ingresos	-	-	1	-	1	-	2	3	5	1,279	0.4%
Resultado financiero	-	-	-	-	1	-	1	4	5	2,877	-
Compra de electricidad, gas y combustible	2,472	1,783	1,034	-	1	-	5,290	263	5,553	26,421	21.0%
Servicios y otros materiales	-	62	1,794	4	106	-	1,966	86	2,052	12,506	16.4%
Otros gastos operativos	3	378	4	-	-	-	385	-	385	2,021	19.0%
Ingresos/(gastos) netos de la gestión del riesgo de materias primas	-	-	22	-	-	-	22	(5)	17	383	4.4%
Otros gastos financieros	-	-	-	1	1	-	2	19	21	5,040	0.4%

Millones de euros

	Acquirente Unico	GME	Cassa Depositi e Prestiti Group	GSE	Otros	Personal directivo clave	Total primeros nueve meses de 2017	Asociados a acuerdos conjuntos	Total general al 30 de setiembre de 2017	Total en Estados Financieros	% del total
Balance General											
Cuentas por cobrar comerciales	-	35	457	40	26	-	558	161	719	13,596	5.3%
Otros activos corrientes	-	34	15	222	1	-	272	34	306	11,234	2.7%
Otros pasivos no corrientes	-	-	-	-	6	-	6	37	43	4,699	0.9%
Préstamos a largo plazo	-	-	1,027	-	-	-	1,027	-	1,027	40,895	2.5%
Deuda financiera corriente y porción corriente de préstamos a largo plazo	-	-	94	103	-	-	197	134	331	9,878	3.4%
Cuentas por pagar corrientes	568	40	418	999	15	-	2,040	-	2,040	11,136	18.3%
Otros pasivos corrientes	-	-	6	-	-	-	6	19	25	17,580	0.1%
Otra información											
Garantías otorgadas	-	280	293	-	93	-	666	-	666		
Garantías recibidas	-	-	261	-	26	-	287	-	287		
Compromisos	-	-	57	-	12	-	69	-	69		

Millones de euros

	Acquirente Unico	GME	Cassa Depositi e Prestiti Group	GSE	Otros	Personal directivo clave	Total primeros nueve meses de 2016	Asociados a acuerdos conjuntos	Total general de los primeros nueve meses de 2016	Total en Estados Financieros	% del total
Estado de resultados											
Ingresos procedentes de ventas y servicios	35	947	1,956	346	51	-	3,335	194	3,529	50,131	7.0%
Otros ingresos	-	-	2	6	2	-	10	8	18	1,328	1.4%
Otros ingresos financieros	-	-	14	-	-	-	14	3	17	3,166	0.5%
Adquisición de electricidad, gas y combustible	2,287	1,167	741	2	-	-	4,197	249	4,446	23,141	19.2%
Servicios y otros materiales	1	47	1,778	3	36	-	1,865	76	1,941	12,100	16.0%
Otros gastos operativos	2	192	4	-	-	-	198	-	198	1,858	10.7%
Ingresos/(gastos) netos de la gestión de las materias primas	-	-	10	-	-	-	10	13	23	(130)	-17.7%
Otros gastos financieros	-	-	-	1	-	-	1	20	21	5,343	0.4%

Millones de euros

	Acquirente Unico	GME	Cassa Depositi e Prestiti Group	GSE	Otros	Personal directivo clave	Total al 31 de diciembre de 2016	Asociados a acuerdos conjuntos	Total general al 31 de diciembre de 2016	Total en Estados Financieros	% del total
Balance General											
Cuentas por cobrar comerciales	8	301	477	27	57	-	870	88	958	13,506	7.1%
Otros activos corrientes	-	-	15	101	1	-	117	145	262	10,921	2.4%
Otros pasivos no corrientes	-	-	-	-	6	-	6	17	23	4,388	0.5%
Préstamos a largo plazo	-	-	1,072	-	-	-	1,072	-	1,072	41,336	2.6%
Cuentas por pagar comerciales	638	372	490	1,239	18	-	2,757	164	2,921	12,688	23.0%
Otros pasivos corrientes	-	-	3	-	21	-	24	15	39	18,519	0.2%
Porción corriente de los préstamos a largo plazo	-	-	89	-	-	-	89	-	89	4,384	2.0%
Otra información											
Garantías brindadas	-	280	262	-	80	-	622	-	622		
Garantías recibidas	-	-	261	-	32	-	293	-	293		
Compromisos	-	-	72	-	9	-	81	-	81		

En noviembre de 2010, la Junta de Accionistas de Enel SpA aprobó un procedimiento de aprobación y ejecución de transacciones con partes vinculadas realizadas por Enel SpA, directamente o mediante sus subsidiarias (disponible en <https://www.enel.com/investors/a/2016/08/related-parties-committee>), en aplicación de lo dispuesto en el Artículo 2391-*bis* del Código Civil italiano y de las normas de desarrollo dictadas por la CONSOB. En los primeros nueve meses de 2017, no se realizaron transacciones para las cuales fuera necesario realizar las revelaciones requeridas en las normas sobre operaciones con partes vinculadas adoptadas por la Resolución n° 17221 del 12 de marzo de 2010, modificada por la Resolución n° 17389 del 23 de junio de 2010.

8. Compromisos y garantías contractuales

A continuación se detallan los compromisos contraídos por el grupo Enel y las garantías concedidas a terceros.

Millones de euros	Al 30 de setiembre de 2017	Al 31 de diciembre de 2016	Variación
Garantías concedidas:			
- fianzas y otras garantías concedidas a terceros	9,381	8,123	1,258
Compromisos con proveedores por:			
- adquisición de electricidad	70,358	63,407	6,951
- compra de combustible	43,655	47,305	(3,650)
- suministros diversos	1,082	1,309	(227)
- licitaciones	2,509	1,846	663
- otros	3,394	3,751	(357)
Total	120,998	117,618	3,380
TOTAL	130,379	125,741	4,638

Los compromisos por electricidad por un importe de 70,358 millones de euros al 30 de setiembre de 2017, de los cuales 17,641 millones de euros se refieren al periodo desde el primero de octubre, 2017-2021, 14,485 millones de euros al periodo 2022-2026, 13,119 millones de euros al periodo 2027-2031 y los restantes 25,113 millones de euros después de 2031.

Los compromisos por la adquisición de combustible se determinan con referencia a los parámetros contractuales y tipos de cambio aplicables al final del periodo (dado que el precio de combustible varía y se fijan mayormente en moneda extranjera). El total al 30 de setiembre de 2017 ascendieron a 43,655 millones de euros, de los cuales 24,304 millones de euros se refieren al periodo desde el primero de octubre, 2017-2021, 11,431 millones de euros al periodo 2022-2026, 6,569 millones de euros al periodo 2027-2031 y el restante 1,351 millones de euros después de 2031.

9. Activos y pasivos contingentes

Comparados con los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016, el cual el lector está invitado a consultar para mayor información, las siguientes principales variaciones ocurrieron en los activos y pasivos contingentes, que no se reconocen en los estados financieros al no cumplir con los requerimientos presentados en la NIC 37.

Planta térmica Porto Tolle – Contaminación atmosférica – Procesos penales contra los directores y empleados de Enel

Con respecto a la solicitud presentada por el Ministerio Público de Rovigo solicitando que varios directores, ex directores, funcionarios, ex funcionarios y empleados de Enel y Enel Produzione sean llevados a juicio por omisión deliberada de toma de medidas en la prevención de desastres con respecto a las supuestas emisiones de la planta de Porto Tolle, seguido el 18 de enero de 2017 con la absolución de todos los demandados bajo el hecho de que “no se cometió ningún crimen”, el 9 de junio de 2017, la Fiscalía apeló ante el Tribunal de Casación contra la absolución de los tres ex directores generales acusados de perpetración intencionada de un desastre ante el Tribunal de Casación. El Tribunal de Casación fijó la fecha de audiencia para el 10 de enero de 2018.

Planta de generación térmica Brindisi Sud – Procedimientos penales contra empleados de Enel

Con respecto a la planta Brindisi Sud, el marzo de 2017 se interpuso un recurso de apelación contra la decisión del 26 de octubre de 2016 por una serie de partes privadas que actuaron para recuperar los daños y perjuicios (excluidos los agricultores), la provincia de Brindisi, los dos empleados condenados de Enel Produzione, y la parte responsable en el litigio civil (Enel Produzione SpA) y los dos empleados de la empresa para los que el delito había sido prescrito. El procedimiento 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 los principales cargos ya que no se cometió ningún delito. Sólo un caso fue desestimado bajo el estatuto de limitaciones. Del mismo modo, todos los demás cargos relacionados con delitos menores fueron desestimados en virtud del estatuto de limitaciones. Los procesos ante el Tribunal de Vibo Valentia fueron aplazados hasta el 22 de febrero de 2018 para escuchar el testimonio de los testigos finales llamados por los otros acusados.

Disputas extrajudiciales y litigios relacionados con el apagón del 28 de setiembre de 2003

Con respecto a los litigios relacionados con el apagón del 28 de setiembre de 2003, al 30 de setiembre de 2017 los casos pendientes ascendían a los 8,300. Además, teniendo en cuenta las sentencias a favor de Enel, tanto por los tribunales de apelación como por la Corte de Casación, el flujo de nuevas reclamaciones se ha detenido. Con respecto al procedimiento entablado por Enel contra la aseguradora Cattolica solicitando la cuantificación y el pago de deudas por Cattolica, en una resolución del 12 de julio de 2017 la corte decidió en base a los escritos preliminares aplazar la demanda hasta el 25 de noviembre de 2019 para una decisión.

Litigio BEG

Procedimientos emprendidos por Albania BEG Ambient Shpk para obtener la ejecución de la sentencia del Tribunal del distrito de Tirana el 24 de marzo de 2009

Francia

El 13 de setiembre de 2017 se llevó a cabo una audiencia procesal, tras la cual el Juzgado de Distrito fijó una nueva audiencia para el 25 de octubre de 2017 para tratar asuntos procesales. La audiencia para los argumentos orales está fijada para el 18 de diciembre 2017.

Estado de Nueva York

La demanda está pendiente y las partes han acordado solicitar un aplazamiento de la audiencia originalmente programada para el 17 de octubre de 2017, en espera de la decisión sobre la jurisdicción. La audiencia fue postergada para el 10 de abril de 2018.

Países Bajos

A raíz del recurso de casación interpuesto por Enel y Enelpower contra la resolución del 18 de setiembre de 2014 por la que el Tribunal de La Haya dictó sentencia cautelar por un importe de 425 millones de euros, el 9 de febrero de 2016, el Tribunal de apelación de La Haya confirmó los recursos, ordenando la revocación de las medidas cautelares previas a la concesión de una garantía por parte de Enel de 440 millones de euros y una contragarantía por Albania BEG Ambient Shpk de alrededor de 50 millones de euros. La garantía de Enel se emitió 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 a la sentencia del 9 de febrero de 2016 ante el Tribunal de Casación de los Países Bajos, que en una sentencia del 23 de junio de 2017, denegó la apelación de Ambient Shpk, definitivamente decidiendo la revocación de las medidas cautelares preliminares. Con respecto a la fase de juicio ante el Tribunal de Apelación de Amsterdam, se espera que la audiencia se celebre a finales de enero de 2018.

Por lo que se refiere a la apelación interpuesta por Albania BEG Ambient Shpk contra la decisión del Tribunal de Amsterdam del 26 de agosto de 2016, dicho proceso fue suspendido. La suspensión se ordenó originalmente en espera de la sentencia del Tribunal de Casación neerlandés, que se dictó el 23 de junio de 2017.

Irlanda

Albania BEG Ambient Shpk también emprendió un procedimiento contra Irlanda para obtener la ejecución de la sentencia del Tribunal de Tirana en ese país. El Tribunal Supremo emitió un fallo el 8 de marzo de 2016, confirmando la defensa de Enel y Enelpower, declarando que el país no tenía jurisdicción. El 31 de marzo de 2017, Albania BEG Ambient Shpk presentó una solicitud de apelación acelerada contra la decisión del 8 de marzo de 2016 que determinó que los tribunales irlandeses no tenían jurisdicción. Enel y Enelpower presentaron escritos opositores el 7 de abril de 2017. La audiencia del juicio ha sido programada para el 8 de noviembre de 2017.

Luxemburgo

En Luxemburgo, a iniciativa de Albania BEG Ambient Shpk, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA también recibió una orden de embargo preventivo de cualquier crédito de Enel SpA. Paralelamente, Albania BEG Ambient Shpk inició procedimiento para obtener la ejecución de la sentencia del Tribunal de Tirana en ese país. El procedimiento sigue en curso, con el intercambio de escritos entre las partes. El Tribunal no ha emitido ningún fallo.

Incumplimiento del Decreto Legislativo 231/2001

Por lo que se refiere a la sentencia del 29 de marzo de 2017 del tribunal de primera instancia, que absolvió a e-distribuzione SpA “por no haber cometido el acto” en relación a presuntos incumplimientos del Decreto Legislativo 231/2001 sobre la responsabilidad administrativa de personas jurídicas, el texto íntegro de la resolución fue presentado el 26 de junio de 2017.

Además el 14 de julio de 2017, Enel Green Power SpA recibió notificación de los cargos presentados ante el Tribunal de Ancona por presunta trasgresión al Decreto Legislativo 231/2001 sobre la responsabilidad administrativa de las personas jurídicas. El procedimiento se inició por la presunta perpetración por parte de un agente de la empresa, en interés de la misma, del delito de destrucción de un hábitat natural de un área protegida, que se rige por el Decreto Legislativo 231/2001. La próxima audiencia está programada para el 9 de noviembre de 2017.

Litigios Cibran – Brasil

La Companhia Brasileira de Antibióticos (“Cibran”) ha entablado seis demandas contra Ampla Energia e Serviços SA (“Ampla”) para obtener indemnizaciones por presuntas pérdidas incurridas como resultado de la interrupción del servicio por parte de la distribuidora brasileña entre 1987 y 2002, además de indemnización no monetaria. El Tribunal ordenó una evaluación técnica unificada de estos asuntos, cuyas conclusiones resultaron en parte desfavorables para Ampla. Estos últimos cuestionaron los hallazgos y pidieron un nuevo estudio, lo que llevó a la negación de la petición de Cibran. Cibran apeló la decisión y el fallo fue a favor de Ampla.

La primera demanda, interpuesta en 1999 y referida a los años de 1994 a 1999, se dictó en setiembre de 2014 cuando el Tribunal de Primera Instancia dictó sentencia contra Ampla, imponiendo una multa de unos 200,000 reales brasileños (alrededor de 46,000 millones de euros) y otras indemnizaciones que se cuantificarían en una etapa posterior. Ampla apeló la decisión y la misma fue confirmada por el Tribunal Superior de Justicia. En respuesta, el 16 de diciembre de 2016, Cibran interpuso una apelación (*recurso especial*) ante el Tribunal Superior de Justicia, y la apelación se encuentra en curso.

En relación al segundo caso, interpuesto en 2006 y con respecto a los años desde 1987 al 2002, el 1 de junio de 2015, los tribunales emitieron una resolución ordenando a Ampla a pagar 80,000 reales brasileños (alrededor de 18,000 euros) en indemnizaciones no monetarias así como 96,465,103 reales brasileños (alrededor de 22 millones de euros) en indemnizaciones monetarias más intereses. El 8 de julio de 2015 Ampla apeló la decisión ante el Tribunal de Justicia de Rio de Janeiro y el proceso está en curso.

Siguen pendientes las decisiones con relación a los cuatro juicios restantes. El valor de todas las disputas se estiman en 439 millones de reales brasileños (alrededor de 124 millones de euros).

El Quimbo – Colombia

Con respecto al proyecto “El Quimbo”, en una sentencia del Tribunal Administrativo de Huila del 11 de abril de 2016, la revocación temporal de la medida cautelar fue confirmada por un período de seis meses hasta el 16 de octubre de 2016, que posteriormente fue prorrogada por otros seis meses desde febrero de 2017. Tras la fecha límite de la suspensión del requerimiento cautelar en agosto de 2017, en ausencia de resoluciones judiciales contrarias, la planta Quimbo continúa generando electricidad, ya que el sistema de oxigenación instalado por Emgesa ha demostrado hasta ahora que puede mantener los niveles de oxígeno exigidos por el tribunal.

SAPE (antes Eléctrica) procedimiento de arbitraje – Rumanía

El 20 de abril de 2016, SAPE presentó una solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional de París respecto a Enel SpA y Enel Investment Holding BV en relación con la falta de distribución de dividendos (más intereses). En setiembre de 2016, SAPE modificó sus reclamaciones arbitrales, demandando también a Enel Energie Muntenia y E-Distributie Muntenia y revisando su reclamación monetaria a unos 56 millones de euros, más intereses no especificados. El 22 de mayo de 2017, SAPE nuevamente modificó su reclamo, cuantificándola por un importe de unos 110 millones de euros más intereses. El procedimiento se encuentra en una fase preliminar.

Disputa Gabčíkovo – Eslovaquia

Con relación a la solicitud de arbitraje presentada por Slovenské elektrárne (“SE”) ante el Centro Arbitral Internacional de Viena (VIAC) en virtud del Acuerdo de Indemnización de VEG, el tribunal arbitral rechazó la objeción de que no era competente y el procedimiento arbitral continuó examinando el fondo del asunto, y se aplazó la decisión sobre el monto de la suma en cuestión a cualquier procedimiento posterior. El 30 de junio de 2017, el tribunal arbitral emitió su fallo denegando la solicitud de SE.

Con respecto al procedimiento actualmente pendiente ante los tribunales eslovacos interpuesto por VV y el Fondo Nacional de la Propiedad (hoy “MH Manazment”) para obtener una resolución por la que se declaraba nulo el Acuerdo de Indemnización de VEG debido a la supuesta relación de dicho contrato con el Acuerdo de Operación de VEG,

el 27 de setiembre de 2017 se celebró una audiencia ante el Tribunal de Bratislava en la que el juez denegó la solicitud del demandante por razones de procedimiento. Sin embargo; en el otro procedimiento ante el Tribunal de Bratislava en el que VV ha solicitado a SE la restitución del precio de la transferencia de SE a VV de los activos tecnológicos de la planta de Gabčíkovo, que tuvo lugar como parte de la privatización, por un importe de unos 43 millones de euros, más intereses, se ha fijado la audiencia para el 4 de diciembre de 2017.

CIS e Interporto Campano

Con referencia al acuerdo del 20 de enero de 2017 por Enel Green Power, CIS e Interporto Campano para la resolución de todos los reclamos relacionados con las disputas entre las partes, en abril de 2017 se firmó un acuerdo que modifica el acuerdo original de enero. En el acuerdo modificado, las partes acordaron restablecer el alquiler de Interporto y reducir aún más los pagos del arrendamiento con respecto a la propiedad arrendada de CIS. Esta variación no tuvo impacto financiero en Enel Green Power.

Procedimiento administrativo cautelar – Arbitraje de Chucas

Con respecto al procedimiento arbitral entablado por Chucas ante la Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) buscando el reembolso de los costos adicionales incurridos en la construcción de la planta y como resultado de los retrasos para completar el proyecto, se emitirá una decisión en diciembre de 2017.

En relación con el litigio planteado ante la Cámara de Comercio Internacional de París, en su última presentación del 10 de marzo de 2017, FCC Construcción América SA y FCC Construcción SA (FCC) solicitaron una resolución de que el contrato había sido resuelto sin causa y solicitaron una indemnización por daños y perjuicios de unos 27 millones de dólares. En un escrito presentado en mayo de 2017, Chucas, además de solicitar la denegación de los reclamos del demandante, presentó una contrademanda para obtener la confirmación de la terminación del contrato por incumplimiento, solicitando una indemnización de al menos 38 millones de dólares. La audiencia fue programada para la primera semana de febrero de 2018.

Litigio Fiscal – Impuesto a la renta – Enel Green Power España SL – España

El 7 de junio de 2017, las autoridades fiscales españolas remitieron 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 operación neutral desde el punto de vista fiscal, alegando que la transacción no tenía una razón económica válida.

El 6 de julio de 2017, la empresa recurrió a una apelación al primer nivel administrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), defendiendo la idoneidad del tratamiento fiscal aplicado a la fusión. Durante el proceso, la empresa proveerá toda la documentación justificativa que demuestre las sinergias logradas a raíz de la fusión para demostrar la existencia de una razón económica válida para la transacción.

Al 30 de setiembre de 2017, el valor total del procedimiento ascendía a 92 millones de euros (aproximadamente 16 millones de euros en concepto de intereses por demora). Este importe se ha visto compensado en parte por las cuentas por cobrar surgidas durante la auditoría, mientras que el resto de los 87 millones de euros se han garantizado con garantías bancarias para obtener una suspensión de los esfuerzos de cobro.

10. Eventos ocurridos posterior al cierre

Nueva emisión de bonos denominados en dólares americanos

El 3 de octubre de 2017, Enel Finance International colocó un bono de varios tramos para inversores institucionales en los mercados estadounidenses e internacionales por un total de 3 mil millones de dólares, el equivalente de aproximadamente 2.5 mil millones de euros. La emisión, garantizada por Enel, fue sobre suscrita unas tres veces, con un total de pedidos de aproximadamente 9 mil millones de dólares.

La segunda oferta en el mercado estadounidense del grupo Enel en 2017 es parte de las estrategias financieras del grupo, incluyendo la refinanciación de su deuda consolidada con vencimiento.

La operación se estructura de la siguiente manera:

- > 1,250 millones de dólares al 2.75% tasa fija con vencimiento en 2023;
- > 1,250 millones de dólares al 3.5% tasa fija con vencimiento en 2028;
- > 500 millones de dólares adicionales de las actuales notas a tasa fija de 4.750% emitidas por EFI en mayo de 2017 con vencimiento en 2047.

Teniendo en cuenta sus características, a los tramos anteriores se les ha asignado un rating provisional de BBB por Standard & Poor's, Baa2 por Moody's y BBB+ por Fitch.

Acuerdo de equidad tributaria para la planta Thunder Ranch en los Estados Unidos

El 6 de octubre de 2017, Enel Green Power North America Inc. ("EGPNA"), actuando a través de su subsidiaria Thunder Ranch Wind Holdings, firmaron un acuerdo de equidad tributaria por un valor aproximado de 330 millones de dólares con el grupo Alternative Energy Investing of Goldman Sachs y GE Energy Financial Services, una unidad de General Electric, para el proyecto eólico Thunder Ranch de 298 MW ubicado en Oklahoma.

Bajo el acuerdo, que es una estructura de transacción común para el desarrollo de proyectos de energía renovable en Estados Unidos, los dos inversionistas pasivos compraron el 100% de la "Clase B" y "Clase C", respectivamente, a cambio del pago del precio de compra mencionado anteriormente. Estos intereses permitirán a los inversores obtener, bajo una serie de condiciones establecidas bajo leyes fiscales estadounidenses, un porcentaje de los beneficios fiscales del proyecto eólico Thunder Ranch. A su vez EGPNA, mediante Thunder Ranch Holdings, retendrá el 100% de la propiedad de los intereses de "Clase A" y por lo tanto el control de la gestión del proyecto.

El acuerdo asegura el compromiso de financiación de los dos inversores, y se espera que el término de la financiación se dé una vez realizada la operación comercial del parque eólico de 298 MW. La construcción del parque eólico Thunder Ranch inició el último mayo, con la facilidad de comenzar a operar, como se esperaba, a finales de 2017.

Acuerdo para la venta de plantas eólicas y solares en México

El 9 de octubre de 2017, Enel Green Power ("EGP"), firmaron un acuerdo con el inversor institucional canadiense Caisse de dépôt et placement du Québec ("CDPQ") y el vehículo de inversión de los principales fondos de pensiones mexicanos CKD Infraestructura México SA de Cv ("CKD IM") para la venta del 80% del capital social de una nueva holding mexicana ("HoldCo"), propietario de todo el capital de ocho vehículos especiales ("SPVs"). Por su parte los SPVs poseen una cartera de tres plantas en operación (con una capacidad de 429 MW) y cinco en construcción (con una capacidad de 1,283 MW) para una capacidad total de alrededor de 1.7 GW. Específicamente, la cartera se compone de 1 GW de las plantas solares de Villanueva I (427 MW), Villanueva III (327 MW) y Don José (238 MW) así como de 0.7 GW de las plantas eólicas de Amistad (198 MW), Dominica (200 MW), Palo Alto (129 MW), Salitrillos (93 MW) y Vientos del Altiplano (100 MW). Estas plantas tienen acuerdos de compra de energía a largo plazo.

Bajo estos acuerdos, EGP continuará operando las plantas propiedad de SPVs y completará las que aún están en construcción a través de dos nuevas filiales creadas. Además, a partir del 1 de enero de 2020, EGP podrá transferir proyectos adicionales a HoldCo. Como resultado de estas posibles transferencias, podría aumentar su participación en HoldCo hasta convertirse en su accionista mayoritario.

La transacción tiene un valor de 1.35 mil millones de dólares, de los cuales un precio de alrededor de 340 millones de dólares por la venta del 80% del capital social de HoldCo y unos 1,010 millones de dólares por financiamiento (préstamos de partes vinculadas) otorgados a los SPVs por CDPQ -CKD. Teniendo en cuenta la inversión necesaria para que las plantas sean financiadas a través del financiamiento del proyecto por un importe de aproximadamente 900 millones de dólares así como los préstamos de partes vinculadas por un total de 1,300 millones de dólares, una valoración del 100% de la empresa de HoldCo será equivalente a unos 2,600 millones de dólares, con un valor de capital de aproximadamente 400 millones de dólares.

Se espera que el cierre de la operación sujeto a una serie de condiciones ordinarias y la recepción de la autorización necesaria de las autoridades mexicanas de defensa de la competencia, se produzca a finales de 2017. El precio será pagado al final, teniendo en cuenta que el monto está sujeto a un posterior ajuste de precio normal para este tipo de operaciones, basado en las variaciones del capital circulante de HoldCo. La transacción permitirá al grupo Enel, a la fecha de cierre, reducir su deuda neta consolidada en alrededor de 1,900 millones de dólares.

Esta operación se está llevando a cabo utilizando el modelo "Build, Sell and Operate" (BSO) anunciado el plan estratégico 2017-2019 del grupo. El uso del modelo BSO permite a Enel capitalizar la cartera de proyectos de energías renovables más rápidamente, reduciendo el riesgo global y acelerando la creación de valor.

Venta de PT Bayan Resources

El 10 de octubre de 2017, Enel Investment Holding cerró un acuerdo para la venta de su participación del 10% en el productor indonesio de carbón PT Bayan Resources ("Bayan") al accionista mayoritario de Bayan, el Sr. Dato' Low Tuck Kwong, por 85 millones de dólares, pagado en efectivo.

Enel adquirió la participación del 10% en agosto de 2008 durante la Oferta Pública Inicial (IPO) que condujo a la cotización de la compañía indonesia de carbón en la Bolsa de Valores de Yakarta.

Enel ingresa al mercado etíope con un concurso solar

El 23 de octubre de 2017, un consorcio liderado por la división renovable de Enel que incluye a la compañía líder de infraestructuras etíopes Orchid Business Group, fue seleccionado como licitador preferente para un proyecto fotovoltaico de 100 MW tras un concurso solar lanzado por la empresa eléctrica local Ethiopian Electric Power ("EEP") en el marco del Plan de Crecimiento y Transformación del país ("GTP 2").

El consorcio tiene el derecho de desarrollar, construir y operar los 100 MW de capacidad fotovoltaica en Metehara. Invertirá unos 120 millones de dólares en la construcción de la planta. Se espera que la planta en Metehara entre en servicio en 2019. Una vez en funcionamiento, la instalación podrá generar aproximadamente 280 GWh al año, evitando la emisión de alrededor de 296 mil toneladas métricas de CO₂. El parque solar está soportado por un acuerdo de compra de energía de 20 años con EEP para toda la energía generada por la planta.

Adquisición de eMotorWerks

El 25 de octubre de 2017, Enel, actuando mediante su subsidiaria estadounidense EnerNOC, adquirió eMotorWerks ubicado en California, un proveedor norteamericano líder de estaciones de recarga de vehículos eléctricos (EV), llamados JuiceBox, y propietario y operador de JuiceNet, una plataforma "Internet of Things" (IoT) para la gestión inteligente de la recarga de los EV y otras instalaciones de almacenamiento de energía distribuida.

A través de la plataforma JuiceNet, estas instalaciones pueden controlarse y agregarse a distancia con fines de equilibrar la red basándose en flujos de electricidad unidireccionales y bidireccionales (de vehículo a red, V2G). Enel está planeando utilizar las funciones de la plataforma JuiceNet en todas sus estaciones de recarga de vehículos eléctricos a nivel mundial.

La adquisición de eMotorWerks marcó el ingreso de Enel al mercado estadounidense de movilidad eléctrica, uno de los mercados más grandes de vehículos eléctricos a nivel mundial.

Declaración del responsable de la elaboración de los estados financieros de la sociedad conforme con lo dispuesto en el artículo 154-*bis*, apartado 2, del Decreto Legislativo 58/1998

El responsable de la elaboración de los estados financieros de la sociedad, Alberto De Paoli, certifica con la presente, de acuerdo al artículo 154-*bis*, apartado 2, de la Ley Consolidada de Intermediación financiera, que la información contable contenida en los Estados Financieros consolidados intermedios condensados al 30 de setiembre de 2017 corresponde a la contenida en la documentación, libros y registros contables.

Exclusión de responsabilidad

Este reporte realizado en italiano
ha sido traducido al
español solo para conveniencia
de lectores internacionales

Enel

Società per azioni
Registered office in Rome, Italy
Viale Regina Margherita, 137