



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

**correspondientes al período terminado
al 30 de Junio de 2017**

ENEL AMÉRICAS S.A. y FILIALES

Miles de Dólares

El presente documento consta de 2 secciones:

- Estados Financieros Consolidados Intermedios**
- Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios**



EY Chile
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4,
Santiago

Tel: +56(2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe de Revisión del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores de
Enel Américas S.A.

Hemos revisado los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas S.A. y afiliadas, que comprenden: el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2017; los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2017 y 2016; los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminado en esas fechas, y; sus correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

Responsabilidad de la Administración por estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es realizar una revisión de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile aplicables a revisiones de estados financieros intermedios. Una revisión de los estados financieros intermedios consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Es substancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre los estados financieros. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

No hemos revisado los estados financieros intermedios de ciertas sociedades filiales, cuyos estados financieros intermedios reflejan ingresos que representan un 3,5% y un 6,0% de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por naturaleza totales por el periodo de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2016, respectivamente. Dichos estados financieros intermedios fueron revisados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestro informe aquí presentado, en la medida en que se relaciona con las cifras de esas sociedades en los periodos que corresponda, está basado únicamente en tales informes.



Conclusión

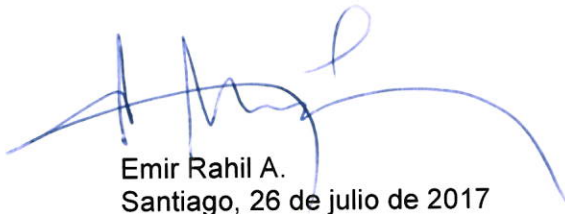
Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a los estados financieros consolidados intermedios, mencionados en el primer párrafo, para que estén de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Énfasis en un asunto, Cambio de Moneda Funcional y Moneda de Presentación

Como se describe en Nota 3 a los estados financieros consolidados intermedios, con fecha 1 de enero de 2017 la Compañía cambió su moneda funcional desde pesos Chilenos a dólares de los Estados Unidos con aplicación prospectiva desde el 1 de enero de 2017; y adicionalmente cambió la moneda de presentación desde pesos Chilenos a dólares de los Estados Unidos, lo que implicó la re-expresión de los estados financieros de períodos anteriores. No se modifica nuestra conclusión con respecto a este asunto.

Otros Asuntos, Estado de Situación Financiera Consolidado al 31 de diciembre de 2016

Con fecha 24 de febrero de 2017, emitimos una opinión sin modificaciones sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 de Enel Américas S.A. y afiliadas, antes de la aplicación del cambio contable descrito en el párrafo "Énfasis en un asunto". Tal como se describe en Nota 3, el cambio en la moneda de presentación fue contabilizado como un cambio de política contable aplicado en forma retrospectiva, resultando en la re-expresión del estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2016. No hemos auditado ni expresado una opinión sobre las cifras re-expresadas reflejando la adopción del cambio contable.



Emir Rahil A.
Santiago, 26 de julio de 2017

EY Audit SpA

ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de junio de 2017 (No auditado), 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016**

(En miles de dólares)

ACTIVOS	Nota	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 (Re-expresado) (*) MUS\$	01-01-2016 (Re-expresado) (*) MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	1.272.258	2.689.456	1.668.868
Otros activos financieros corrientes	9	105.646	136.256	96.123
Otros activos no financieros corrientes		265.618	143.435	143.614
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	1.913.021	1.538.858	1.532.234
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	7.019	45.620	5.023
Inventarios corrientes	12	117.636	99.198	133.854
Activos por impuestos corrientes	13	84.705	122.971	66.822
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		3.765.903	4.775.794	3.646.538
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	6	-	-	7.496.812
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		3.765.903	4.775.794	11.143.350
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Otros activos financieros no corrientes	9	1.116.526	1.029.310	689.321
Otros activos no financieros no corrientes		331.897	108.407	109.219
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	611.651	537.212	561.417
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	3.637	360	501
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	3.186	1.770	43.596
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	3.569.496	1.810.158	1.381.941
Plusvalía	16	715.537	714.758	625.492
Propiedades, planta y equipo	17	7.774.594	7.693.156	7.045.689
Activos por impuestos diferidos	18	184.729	180.547	153.944
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		14.311.253	12.075.678	10.611.120
TOTAL DE ACTIVOS		18.077.156	16.851.472	21.754.470

(*) Ver Nota 3

ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de junio de 2017 (No auditado), 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016
(En miles de dólares)**

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 (Re-expresado) (*) MUS\$	01-01-2016 (Re-expresado) (*) MUS\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros pasivos financieros corrientes	19	659.593	753.857	968.618
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22	2.872.745	2.472.614	2.045.770
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	77.310	166.854	154.750
Otras provisiones corrientes	23	247.458	179.266	179.254
Pasivos por impuestos corrientes	13	65.589	201.467	200.811
Otros pasivos no financieros corrientes		33.019	48.054	55.236
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		3.955.714	3.822.112	3.604.439
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	-	2.739.738
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		3.955.714	3.822.112	6.344.177
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros pasivos financieros no corrientes	19	3.763.609	3.580.077	2.601.240
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	22	1.026.001	512.009	399.268
Otras provisiones no corrientes	23	579.073	348.454	258.883
Pasivo por impuestos diferidos	18	438.482	329.559	326.553
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24	387.560	341.353	263.702
Otros pasivos no financieros no corrientes		43.869	38.169	28.304
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		6.238.594	5.149.621	3.877.950
TOTAL PASIVOS		10.194.308	8.971.733	10.222.127
PATRIMONIO				
Capital emitido	25.1	6.763.204	6.903.684	10.680.663
Acciones propias en cartera	25.1	-	(140.479)	-
Ganancias acumuladas		3.294.037	3.201.125	5.809.538
Otras reservas	25.5	(3.785.872)	(3.764.696)	(8.004.579)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.271.369	6.199.634	8.485.622
Participaciones no controladoras	25.6	1.611.479	1.680.105	3.046.721
PATRIMONIO TOTAL		7.882.848	7.879.739	11.532.343
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		18.077.156	16.851.472	21.754.470

(*) Ver Nota 3.

ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016 (No auditado)

(En miles de dólares)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2017	2016 (Re-expresado) (*)	2017	2016 (Re-expresado) (*)
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	26	4.473.413	3.442.582	2.307.037	1.711.731
Otros ingresos, por naturaleza	26	417.818	279.480	249.788	206.567
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		4.891.231	3.722.062	2.556.825	1.918.298
Materias primas y consumibles utilizados	27	(2.698.857)	(1.819.149)	(1.446.232)	(919.193)
Margen de Contribución		2.192.374	1.902.913	1.110.593	999.105
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4 a) 4 d.1	73.584	41.143	39.543	21.874
Gastos por beneficios a los empleados	28	(435.504)	(305.801)	(183.141)	(159.575)
Gasto por depreciación y amortización	29	(310.886)	(226.950)	(167.141)	(118.550)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	29	(90.376)	(36.792)	(59.786)	(19.758)
Otros gastos por naturaleza	30	(445.198)	(372.663)	(232.373)	(203.064)
Resultado de Explotación		983.994	1.001.850	507.695	520.032
Otras ganancias (pérdidas)	31	1.118	356	623	4.126
Ingresos financieros	32	113.577	136.776	50.459	70.019
Costos financieros	32	(447.499)	(397.148)	(184.927)	(165.977)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	3.510	2.304	3.181	1.325
Diferencias de cambio	32	(7.802)	1.731	(10.262)	(12.990)
Resultado por unidades de reajuste	32	-	(610)	(3)	(351)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		646.898	745.259	366.766	416.184
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	18	(273.114)	(233.960)	(136.385)	(151.042)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		373.784	511.299	230.381	265.142
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	6.1.II.iii	-	167.044	-	4.700
GANANCIA (PÉRDIDA)		373.784	678.343	230.381	269.842
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		205.715	389.669	132.035	138.194
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.6	168.069	288.674	98.346	131.648
GANANCIA (PÉRDIDA)		373.784	678.343	230.381	269.842
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	US\$ / acción	0,00358	0,00564	0,00232	0,00274
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	US\$ / acción	-	0,00230	-	0,00008
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00358	0,00794	0,00232	0,00282
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		57.452.641.516	49.092.772.762	57.452.641.516	49.092.772.762
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	US\$ / acción	0,00358	0,00564	0,00232	0,00274
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	US\$ / acción	-	0,00230	-	0,00008
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00358	0,00794	0,00232	0,00282
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		57.452.641.516	49.092.772.762	57.452.641.516	49.092.772.762

(*) Ver Nota 3.

ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016 (No auditado)
(En miles de dólares)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2017 MUS\$	2016 (Re-expresado) (*) MUS\$	2017 MUS\$	2016 (Re-expresado) (*) MUS\$
Ganancia (Pérdida)		373.784	678.343	230.381	269.842
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		-	(12.606)	-	(12.606)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período		-	(12.606)	-	(12.606)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(43.974)	262.315	(297.826)	277.619
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(691)	1.234	(78)	140
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		-	(20.437)	-	(736)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		2.676	26.775	(446)	13.110
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(192)	6.740	1	(93)
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período		(42.181)	276.627	(298.349)	290.040
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(42.181)	264.021	(298.349)	277.434
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		26	4.303	26	4.303
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período		26	4.303	26	4.303
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(1.370)	(8.740)	(542)	(4.198)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		-	-	-	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período		(1.370)	(8.740)	(542)	(4.198)
Total Otro resultado integral		(43.525)	259.584	(298.865)	277.539
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		330.259	937.927	(68.484)	547.381
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		185.390	620.124	(88.870)	362.090
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		144.869	317.803	20.386	185.291
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		330.259	937.927	(68.484)	547.381

(*) Ver Nota 3.

ENEL AMÉRICAS S.A. (Ex - ENERSIS AMÉRICAS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado Intermedios

Por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016 (No auditado)

(En miles de dólares)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas						Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta					
Saldo Inicial al 01/01/2017	9.023.164	(139.630)	(2.610.348)	(4.426)		217	(4.093.262)	-	(6.707.819)	4.023.919	6.199.634	1.680.105	7.879.739
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (1)	(2.119.480)	(849)	2.221.406	(6.997)		10	728.703	-	2.943.123	(822.794)	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	6.903.684	(140.479)	(388.942)	(11.423)		227	(3.364.559)		(3.764.696)	3.201.125	6.199.634	1.680.105	7.879.739
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										205.715	205.715	168.069	373.784
Otro resultado integral			(21.386)	1.383	13	(335)	-	-	(20.325)		(20.325)	(23.200)	(43.525)
Resultado integral											185.390	144.869	330.259
Dividendos										(112.817)	(112.817)	(214.333)	(327.150)
Incremento (disminución) por otros cambios	(140.480)	140.479	-	-	(13)	-	(837)	-	(850)	13	(838)	838	-
Total de cambios en patrimonio	(140.480)	140.479	(21.386)	1.383	(335)	(837)	(837)	-	(21.175)	92.911	71.735	(68.626)	3.109
Saldo Final al 30/06/2017	6.763.204	-	(410.328)	(10.040)		(108)	(3.365.396)		(3.785.871)	3.294.036	6.271.369	1.611.479	7.882.848
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas						Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (2)					
Saldo Inicial al 01/01/2016 (Re-expresado)	10.680.663	-	(3.165.288)	(6.100)	-	(256)	(4.659.748)	(173.187)	(8.004.579)	5.809.538	8.485.622	3.046.721	11.532.343
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										389.668	389.668	288.674	678.342
Otro resultado integral			615.988	4.927	(6.141)	466	(185)	(2.642)	612.413		612.413	220.371	832.784
Resultado integral											1.002.081	509.045	1.511.126
Dividendos										(125.170)	(125.170)	(278.820)	(403.990)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(3.211.186)	-	-	-	-	-	1.366.382	175.829	1.542.211	(2.038.196)	(3.707.171)	(921.670)	(4.628.841)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	6.141	-	-	-	6.141	(6.141)	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	(3.211.186)	-	615.988	4.927	(6.141)	466	1.366.197	173.187	2.160.765	(1.779.839)	(2.830.260)	(691.445)	(3.521.705)
Saldo Final al 30/06/2016 (Re-expresado)	7.469.477	-	(2.549.300)	(1.173)		210	(3.293.551)		(5.843.814)	4.029.699	5.655.362	2.355.276	8.010.638

(1) Ver nota 3

(2) Ver nota 6.1.II.ii)

ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES
**Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios
Por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016 (No auditado)
(En miles de dólares)**

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - junio	
		2017 MUS\$	2016 (Re-expresado) MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		6.166.686	5.462.696
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		20.597	29.569
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		4.953	14.831
Otros cobros por actividades de operación		312.099	283.121
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(3.115.111)	(2.742.812)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(486.789)	(354.152)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(10.132)	(12.631)
Otros pagos por actividades de operación	8.f	(1.799.820)	(1.164.790)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(353.687)	(406.182)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(77.466)	(104.758)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		661.330	1.004.892
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	7.2 c)	(720.402)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		110.870	297.207
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(95.532)	(376.086)
Préstamos a entidades relacionadas		(224.075)	(32)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		-	22.098
Compras de propiedades, planta y equipo		(340.401)	(437.209)
Compras de activos intangibles		(273.566)	(154.021)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(5.325)	(5.690)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		50.297	9.218
Cobros a entidades relacionadas		224.075	48.021
Dividendos recibidos		223	1.330
Intereses recibidos		55.212	60.633
Otras entradas (salidas) de efectivo		10.090	(13.702)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.208.534)	(548.233)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		-	(2.618)
Total importes procedentes de préstamos	8.g	344.786	669.705
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		276.134	490.498
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		68.652	179.207
Préstamos de entidades relacionadas		-	103.117
Pagos de préstamos	8.g	(527.139)	(464.886)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	8.g	(29.069)	(13.979)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	(102.055)
Dividendos pagados		(460.893)	(535.191)
Intereses pagados	8.g	(210.130)	(186.293)
Otras entradas (salidas) de efectivo	8.e	(55)	(241.676)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(882.500)	(773.876)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(1.429.704)	(317.217)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		12.506	332.081
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(1.417.198)	14.864
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	8.c	2.689.456	1.668.868
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	8.c	1.272.258	1.683.732

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS	12
2.1	Principios contables.....	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	13
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	18
2.4	Sociedades filiales	18
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación	19
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%	19
2.5	Entidades asociadas.....	19
2.6	Acuerdos conjuntos	19
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	20
3.	CAMBIO DE MONEDA FUNCIONAL Y MONEDA DE PRESENTACION	22
4.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	24
a)	Propiedades, planta y equipo.....	24
b)	Plusvalía	26
c)	Activos intangibles distintos de la plusvalía	26
c.1)	Concesiones.....	26
c.2)	Gastos de investigación y desarrollo	27
c.3)	Otros activos intangibles.....	27
d)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	27
e)	Arrendamientos.....	28
f)	Instrumentos financieros.....	29
f.1)	Activos financieros no derivados	29
f.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	30
f.3)	Deterioro de valor de los activos financieros.....	30
f.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	30
f.5)	Derivados y operaciones de cobertura	30
f.6)	Baja de activos y pasivos financieros	32
f.7)	Compensación de activos y pasivos financieros	32
f.8)	Contratos de garantías financieras	32
g)	Medición del valor razonable	32
h)	Inversiones contabilizadas por el método de participación	33
i)	Inventarios	34
j)	Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas	34
k)	Acciones propias en cartera.....	35
l)	Provisiones	35
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares	35
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	36
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	36
o)	Impuesto a las ganancias	36
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos	37
q)	Ganancia (pérdida) por acción.....	38
r)	Dividendos	38
s)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	39
t)	Estado de flujos de efectivo	39
u)	Estado de flujos de efectivo	39
5.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	40
a)	Marco regulatorio:.....	40

b) Revisiones tarifarias:.....	53
6. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.....	58
7. COMBINACIONES DE NEGOCIOS.....	62
8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	66
9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	69
10. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.....	69
11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	71
11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	71
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	71
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	72
c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:.....	73
11.2 Directorio y personal clave de la gerencia.....	74
11.3 Retribución del personal clave de la gerencia.....	76
a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	76
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	76
11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	76
12. INVENTARIOS.....	77
13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	77
14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	78
14.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	78
15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	80
16. PLUSVALÍA.....	82
17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	83
18. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS.....	87
a) Impuesto a las ganancias.....	87
b) Impuestos diferidos.....	88
19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	90
19.1 Préstamos que devengan intereses.....	90
19.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	94
19.3 Obligaciones con el Público Garantizadas.....	94
19.4 Deuda de cobertura.....	100
19.5 Otros aspectos.....	100
20. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	101
20.1 Riesgo de tasa de interés.....	101
20.2 Riesgo de tipo de cambio.....	101
20.3 Riesgo de “commodities”.....	102
20.4 Riesgo de liquidez.....	102
20.5 Riesgo de crédito.....	102
20.6 Medición del riesgo.....	103
21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	104
21.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	104
21.2 Instrumentos derivados.....	105
21.3 Jerarquías del valor razonable.....	107
22. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.....	109
23. PROVISIONES.....	110
24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	111
24.1 Aspectos generales:.....	111
24.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	112
25. PATRIMONIO.....	116
25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	116
25.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	119
25.3 Gestión del capital.....	119

25.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales	119
25.5	Otras Reservas	120
25.6	Participaciones no controladoras	121
26.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS	122
27.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	123
28.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	123
29.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	123
30.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	124
31.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	124
32.	RESULTADO FINANCIERO.....	125
33.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO	126
33.1	Criterios de segmentación	126
33.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	128
33.3	Países	131
33.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países	134
34.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	140
34.1	Garantías directas.....	140
34.2	Garantías Indirectas.....	140
34.3	Litigios y arbitrajes	141
34.4	Restricciones financieras	156
34.5	Otras informaciones	160
35.	DOTACIÓN.....	165
36.	SANCIONES.....	166
37.	MEDIO AMBIENTE.....	170
38.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES	172
39.	HECHOS POSTERIORES	174
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL AMÉRICAS	175
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN	176
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS.....	177
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA	178
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	188
	ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012	190
	ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	194
	ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE	198
	ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES	199

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERÍODO TERMINADO EL 30 DE JUNIO DE 2017

(En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

Enel Américas (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus sociedades filiales, integran el Grupo Enel Américas (en adelante, “Enel Américas” o el “Grupo”).

Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993.

Enel Américas es filial de Enel Iberoamérica S.R.L, entidad que a su vez es controlada por Enel, S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988 la compañía pasó a llamarse Enersis S.A., mediante modificación de los estatutos. En el contexto del proceso de reorganización societaria llevado a cabo por el Grupo (ver Nota 6.1), el 1 de marzo de 2016, como parte de la etapa de “División”, la entonces Enersis S.A. pasó a denominarse Enersis Américas S.A. El 1 de diciembre de 2016, durante la etapa de “Fusión”, se modificó la razón social de la compañía mediante reforma de estatutos, pasando a denominarse finalmente Enel Américas S.A. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 10.361 trabajadores al 30 de junio de 2017. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer semestre de 2017 fue de 10.391 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 35.

Enel Américas tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de los siguientes:

- (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
- (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
- (iii) las telecomunicaciones e informática, y
- (iv) negocios de intermediación a través de Internet.

Los estados financieros consolidados de Enel Américas correspondientes al ejercicio 2016 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 24 de febrero de 2017, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 27 de abril de 2017, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas al 30 de junio de 2017, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 de julio de 2017, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), siguiendo los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 34 *Información Financiera Intermedia*.

Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en los estados financieros anuales.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus filiales al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos terminados al 30 de junio de 2017 y 2016.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable, y de aquellos activos no corrientes y grupos en desapropiación disponibles para la venta, que se registran al menor entre el valor contable y el valor razonable menos costos de venta (ver Notas 4.g y 4.j).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Cada entidad prepara sus estados financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en cada país, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF.

Estos estados financieros consolidados intermedios se presentan en miles de dólares estadounidenses, salvo mención expresa, por ser ésta la moneda funcional de la Sociedad Matriz y de presentación del Grupo (ver Nota 3). Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.7 y 4.m.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2017:

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
<p>Enmienda a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas</p> <p><i>El objetivo de las enmiendas a NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” es aclarar la contabilización de activos por impuesto diferidos procedentes de pérdidas no realizadas relacionadas con instrumentos de deuda medidos a valor razonable.</i></p>	1 de enero de 2017
<p>Enmienda a NIC 7: Iniciativa sobre información a revelar</p> <p><i>Las modificaciones a NIC 7 “Estado de Flujos de Efectivo” forman parte de la iniciativa del IASB para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones introducen requerimientos adicionales de revelación a cerca de las actividades de financiación del estado de flujos de efectivo.</i></p>	1 de enero de 2017
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2014-2016)</p> <p><i>Corresponde a una serie de enmiendas menores que aclaran, corrigen o eliminan una redundancia en la NIIF 12 “Información a revelar sobre participaciones en otras entidades”.</i></p>	1 de enero de 2017

Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2017, no han tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2018 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Nuevas Normas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
NIIF 9: <i>Instrumentos Financieros</i>	1 de enero de 2018
NIIF 15: <i>Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes</i>	1 de enero de 2018
NIIF 16: <i>Arrendamientos</i>	1 de enero de 2019

- **NIIF 9 “Instrumentos Financieros”**

En julio de 2014 el IASB emitió la versión final de la NIIF 9, que reemplaza a la NIC 39 “*Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición*” y sustituye a todas las versiones anteriores del nuevo estándar. La NIIF 9 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y se permite su adopción anticipada. El grupo no tiene previsto adoptar la norma anticipadamente.

La NIIF 9 reúne los resultados de las tres fases del proyecto del IASB sobre instrumentos financieros: clasificación y medición, deterioro y contabilidad de cobertura.

ii) Clasificación y medición

La NIIF 9 introduce un nuevo enfoque de clasificación para los *activos financieros*, basado en dos conceptos: las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero y el modelo de negocio de la compañía. Bajo este nuevo enfoque se sustituyen las cuatro categorías de clasificación de la NIC 39 por las tres categorías siguientes:

- costo amortizado, si los activos financieros se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es obtener flujos de efectivo contractuales;
- valor razonable con cambios en otro resultado integral, si los activos financieros se mantienen en un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros; o
- valor razonable con cambios en resultados, categoría residual que comprende los instrumentos financieros que no se mantienen bajo uno de los dos modelos de negocio indicados anteriormente, incluyendo aquellos mantenidos para negociar y aquellos designados a valor razonable en su reconocimiento inicial.

Respecto a los *pasivos financieros*, la NIIF 9 conserva en gran medida el tratamiento contable previsto en la NIC 39, realizando modificaciones limitadas, bajo el cual la mayoría de estos pasivos se miden a costo amortizado, permitiendo designar un pasivo financiero a valor razonable con cambios en resultados, si se cumplen ciertos requisitos.

No obstante, la norma introduce nuevas disposiciones para los pasivos designados a valor razonable con cambios en resultados, en virtud de las cuales, en ciertas circunstancias, los cambios en el valor razonable relacionados con la variación del “riesgo de crédito propio” se reconocerán en otro resultado integral. Esta parte de la norma puede aplicarse anticipadamente, sin tener que aplicar la norma completa.

ii) Deterioro

El nuevo modelo de deterioro de valor de NIIF 9 se basa en pérdidas crediticias esperadas, a diferencia del modelo de pérdida incurrida de NIC 39. Esto significa que con NIIF 9, los deterioros se registrarán, con carácter general, de forma anticipada a los actuales.

El nuevo modelo de deterioro se aplicará a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Las provisiones por deterioro se medirán en base a:

- las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses, o
- las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo, si en la fecha de presentación de los estados financieros se produjera un aumento significativo en el riesgo crediticio de un instrumento financiero, desde el reconocimiento inicial.

La norma permite aplicar un enfoque simplificado para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, de modo que el deterioro se registre siempre en referencia a las pérdidas esperadas durante toda la vida del activo.

ii) Contabilidad de cobertura

La NIIF 9 introduce un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios. El nuevo enfoque permitirá reflejar mejor las actividades de gestión de riesgos en los estados financieros, permitiendo que más elementos sean elegibles como elementos cubiertos: componente de riesgo de partidas no financiero, posiciones netas y exposiciones agregadas (es decir, una combinación de una exposición no derivada y un derivado).

Los cambios más significativos con respecto a los instrumentos de cobertura en comparación con el método de contabilidad de coberturas utilizado en la NIC 39, tiene relación con la posibilidad de diferir el valor temporal de una opción, los puntos forward de los contratos forward y el diferencial de la base monetaria en Otro Resultado Integral, hasta el momento en que el elemento cubierto Impacta resultados.

La NIIF 9 también elimina el requisito cuantitativo actual de las pruebas de efectividad, en virtud del cual los resultados de la prueba retrospectiva deben estar dentro del rango 80%-125%, permitiendo que la evaluación de la eficacia se alinee con la gestión del riesgo a través de la demostración de la existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta.

Al aplicar por primera vez la NIIF 9, el Grupo puede elegir como política contable seguir aplicando los requisitos de contabilidad de cobertura de la NIC 39, en lugar de los requisitos de la NIIF 9. El plan actual del grupo es aplicar los nuevos requisitos de la NIIF 9 en la fecha de su adopción.

El impacto real de la adopción de NIIF 9 en los estados financieros consolidados del Grupo en 2018 no se conoce aún y no puede estimarse de forma fiable, ya que dependerá de los instrumentos financieros que el Grupo posea y de las condiciones económicas en la fecha de su adopción, así como de las elecciones y juicios contables que se realicen durante el período de implementación. Sin embargo, el Grupo ha iniciado un proyecto de transición que involucra las tres áreas de aplicación:

- Clasificación y medición: sobre la base de su evaluación preliminar, el Grupo considera que los nuevos requisitos de clasificación y medición de activos financieros y pasivos financieros, de haberse aplicado al 30 de junio de 2017, no hubieran generado efectos significativos en los estados financieros consolidados.
- Deterioro: se está llevando a cabo un análisis de activos financieros, centrado en las cuentas por cobrar comerciales, que representan la mayor parte de la exposición crediticia del Grupo. En la etapa actual de análisis no es posible proporcionar una estimación razonable del posible impacto de la nueva norma en esta materia.
- Contabilidad de cobertura: el trabajo de implementación del nuevo modelo incluye la evaluación de las relaciones de cobertura existentes y el análisis de nuevas estrategias que puedan ser aplicadas bajo NIIF 9. El Grupo considera que todas las relaciones de cobertura existentes actualmente, y que han sido designadas como coberturas eficaces, seguirán siendo aptas para la contabilidad de cobertura de acuerdo con la nueva norma.

Esta evaluación preliminar del impacto potencial, se basa en la información actualmente disponible y, por lo tanto, puede estar sujeta a cambios derivados de los análisis detallados a desarrollar o de nueva información disponible en el futuro.

• NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”

El IASB emitió en mayo de 2015 la NIIF 15, norma aplicable a todos los contratos con clientes, con algunas excepciones, que reemplaza a todas las normas actuales relacionadas con el reconocimiento de ingresos:

- NIC 11 *Contratos de Construcción*;
- NIC 18 Ingresos de Actividades Ordinarias;
- CINIIF 13 Programas de Fidelización de Clientes;
- CINIIF 15 Acuerdos para la Construcción de Inmuebles;
- CINIIF 18 Transferencias de Activos procedentes de Clientes; y
- SIC-31 Ingresos—Permutas de Servicios de Publicidad.

Se requiere aplicar la norma para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018, utilizando el método retrospectivo o el método del efecto acumulado. Se permite la adopción anticipada. El Grupo preliminarmente estima que en la fecha de aplicación obligatoria aplicará el método del efecto acumulado. Como resultado el Grupo aplicaría la NIIF 15 de forma retroactiva sólo a contratos vigentes en la fecha de aplicación inicial, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial de la norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas del período de presentación anual que incluya la fecha de aplicación inicial.

Este nuevo estándar establece un marco general para el reconocimiento y medición de los ingresos de actividades ordinarias, basado en el principio de que los ingresos se reconocen por un monto que refleje la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. Este principio fundamental debe ser aplicado en base a un modelo de cinco pasos: (1) identificación del contrato con el cliente; (2) identificación de las obligaciones de desempeño del contrato; (3) determinación del precio de la transacción; (4) asignación del precio de la transacción a las obligaciones de desempeño; y (5) reconocimiento de los ingresos cuando (o a medida que) se satisfacen las obligaciones de desempeño.

La NIIF 15 requiere revelaciones más detalladas que las normas actuales. Los requisitos de divulgación representan un cambio importante respecto a la práctica actual y aumentan significativamente el volumen de revelaciones a incluir en los estados financieros del Grupo.

En mayo de 2016 el IASB emitió enmiendas a la NIIF 15, clarificando algunos requerimientos y proporcionando soluciones prácticas adicionales para la transición. Las modificaciones tienen la misma fecha de aplicación obligatoria que la norma, es decir, 1 de enero 2018.

El Grupo ha iniciado un proyecto para identificar y medir los posibles impactos de la aplicación de la norma en sus estados financieros. En la etapa actual del análisis, aún en desarrollo, la evaluación se ha centrado en los aspectos más afectados por la NIIF 15: identificación de las obligaciones contractuales; contratos con múltiples obligaciones; contratos con contraprestación variable y oportunidad del reconocimiento; análisis de principal versus agente; capitalización de los costos de obtener y cumplir con un contrato; y divulgaciones a proporcionar para cumplir con el estándar.

En base a la evaluación preliminar realizada, se ha determinado que, de haberse aplicado esta norma al 30 de junio de 2017, no se habrían generado efectos significativos en los estados financieros consolidados de Enel Américas y filiales. Durante el año 2017, de acuerdo al cronograma de implementación de la NIIF 15 establecido en el Grupo, se evaluará y realizarán los cambios y mejoras que sean necesarios en los sistemas, controles internos, políticas y procedimientos, para recopilar la información requerida por las nuevas disposiciones de divulgación.

- **NIIF 16 “Arrendamientos”**

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 por el IASB, y establece los principios para el reconocimiento, medición y presentación de los arrendamientos, y sus revelaciones asociadas. La nueva norma sustituye a la actual NIC 17 “Arrendamientos” y a sus interpretaciones: CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento”, SIC 15 “Arrendamiento operativos – incentivos”, SIC 27 “Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento”.

La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. La adopción anticipada está permitida para las compañías que aplican la NIIF 15 antes de la fecha de aplicación inicial de NIIF 16. El grupo no tiene previsto adoptar la norma anticipadamente.

Aunque la NIIF 16 no modifica la definición de un contrato de arrendamiento establecida en la NIC 17, el cambio principal se representa mediante la introducción del concepto de control dentro de esa definición. Respecto al tratamiento contable para el arrendador y el arrendatario la nueva norma establece lo siguiente:

- i) Contabilidad del arrendatario: la NIIF 16 requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo, similar a la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. Esto es, en la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario reconocerá en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso del bien y un pasivo por las cuotas futuras a pagar, y en el estado de resultados la depreciación por el activo involucrado separadamente del interés correspondiente al pasivo relacionado. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo.
- ii) Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto al modelo vigente de la NIC 17. El arrendador continuará clasificando los arrendamientos bajo los mismos principios de la norma actual, como arrendamientos operativos o financieros.

La NIIF 16 plantea una serie de soluciones prácticas para la transición, tanto para la definición de arrendamiento como para la aplicación retroactiva de la norma. El Grupo aún no ha decidido si utilizará alguna o todas las soluciones prácticas.

El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de NIIF 16 en sus estados financieros consolidados. El efecto cuantitativo dependerá, entre otros aspectos, del método de transición elegido, de en qué medida el Grupo utilice las soluciones prácticas y las exenciones de reconocimiento, y de cualquier arrendamiento adicional que el Grupo celebre en el futuro. Enel Américas espera revelar su método de transición e información cuantitativa antes de la fecha de adopción.

Interpretaciones, Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
<p>CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada</p> <p><i>Esta interpretación se aclara cual es tipo de cambio a utilizar en transacciones en moneda extranjera, cuando la contraprestación se paga o se recibe antes de reconocer los ingresos, gastos o activos relacionados.</i></p>	1 de enero de 2018
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2014-2016)</p> <p><i>Corresponde a una serie de enmiendas menores que aclaran, corrigen o eliminan una redundancia en las siguientes normas: NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF” y NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos”.</i></p>	1 de enero de 2018
<p>Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones</p> <p><i>Estas modificaciones especifican los requerimientos contables respecto a: i) condiciones de cumplimiento cuando los pagos basados en acciones se liquidan en efectivo; ii) clasificación de transacciones de pago basados en acciones, netas de retención de impuestos sobre la renta; y iii) modificación de los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia su clasificación de transacción liquidada en efectivo a transacción liquidada con instrumentos de patrimonio.</i></p>	1 de enero de 2018
<p>Enmienda a NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión</p> <p><i>El IASB emitió esta enmienda para aclarar que un cambio en la intención de la administración no es suficiente por sí misma para justificar la reclasificación de bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo, en bienes de inversión; esta reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso de bien.</i></p>	1 de enero de 2018
<p>CINIIF 23: Incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto a las ganancias</p> <p><i>Esta interpretación aclara la aplicación de los requerimientos de reconocimiento y medición de la NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” cuando existe incertidumbre sobre su tratamiento. La interpretación aborda los siguientes temas: aplicación conjunta o independiente de los tratamientos tributarios; supuestos para los exámenes de las autoridades fiscales; cómo determinar las bases imponibles, pérdidas tributarias no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas impositivas; y cómo considerar los cambios en hechos y circunstancias.</i></p>	1 de enero de 2019
<p>Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos</p> <p><i>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 “Estados financieros consolidados intermedios” y la NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.</i></p> <p><i>El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación.</i></p>	Por determinar
<p>La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la CINIIF 23 “Incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto a las ganancias”, en la fecha de su aplicación efectiva. Para el resto de nuevas interpretaciones, enmiendas y mejoras pendientes de aplicación, la Compañía estima que no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enel Américas y filiales.</p>	

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Gerencia del Grupo, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver Nota 4.c.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 4.d).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 4.g).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 4.d).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 4.1.1 y 24).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 4.a y 4.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 4.g y 21).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 6.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 4.l).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 4.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios (ver Nota 4.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Sociedades filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enel Américas, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o

derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel Américas tiene poder sobre sus filiales cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la filial.

El Grupo re-evaluará si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

Las entidades filiales se consolidan por integración global, tal como se describe en la nota 2.7.

En el Anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado “Sociedades que componen el Grupo Enel Américas”, se describe la relación de la Sociedad con cada una de sus filiales.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

Con fecha 1 de marzo de 2016, en el marco del proceso de reorganización societaria y como consecuencia de la operación de división descrita en la Nota 6.1, se ha producido la baja de la totalidad de las sociedades que formaban parte del negocio de generación y distribución en Chile, las cuales se detallan en el Anexo N° 2. El impacto de esta operación sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016, se detalla en la Nota 6.1.

El 1 de octubre de 2016, se perfeccionó la fusión por absorción de nuestra filial colombiana Codensa S.A. E.S.P., la entidad absorbente, con Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., las entidades absorbidas, que hasta esa fecha tenían la consideración de negocios conjunto. El impacto de esta operación en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016 se detalla en la Nota 7.1.

Durante el primer trimestre de 2017, nuestra filial Enel Brasil S.A. perfeccionó la compra de un total de 99,88% del capital social de Celg Distribuição S.A. El impacto de esta operación en los estados financieros consolidados al 30 de junio de 2017, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 7.2.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Aunque el Grupo posee menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa S.A. ESP. (“Codensa”) y Emgesa S.A. E.S.P. (“Emgesa”) en Colombia, en concreto 48,41% y 48,48% respectivamente, estas compañías tienen la consideración de “sociedades filiales” ya que Enel Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. A este respecto el Grupo posee un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Américas, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada período, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Américas o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 4.h.

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enel Américas con cada una de dichas sociedades.

2.6 Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 4.h.
- Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

Enel Américas actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enel Américas con cada una de dichas sociedades.

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las sociedades filiales se consolidan, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades filiales, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades filiales se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de períodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del período.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta del dólar estadounidense se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
 - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
 - d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 25.2).
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling of interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a “Otras reservas”. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

3. CAMBIO DE MONEDA FUNCIONAL Y MONEDA DE PRESENTACION

Como resultado del proceso de reorganización societaria efectuada durante el año 2016, a contar del presente ejercicio el entorno económico primario y la generación y uso de sus flujos de efectivo de Enel Américas, estarán principalmente denominados en dólares de los Estados Unidos. Por consiguiente, con fecha 1 de enero de 2017, Enel Américas cambió tanto su moneda funcional como la moneda de presentación de sus estados financieros consolidados, desde el Peso Chileno ("CLP") a Dólares de los Estados Unidos ("USD").

Este cambio en la moneda funcional fue contabilizado prospectivamente a contar del 1 de enero de 2017 mediante la conversión de todos los ítems del estado de situación financiera a la nueva moneda funcional, utilizando el tipo de cambio vigente de \$669,47 CLP/USD al 1 de enero de 2017.

El cambio en la moneda de presentación fue contabilizado como un cambio en política contable y aplicado retrospectivamente, como si la nueva moneda de presentación hubiese sido siempre la moneda de presentación de los estados financieros consolidados. Las cifras comparativas para los años anteriores al 1 de enero de 2017 han sido convertidas a la nueva moneda de presentación en conformidad con NIC 21, Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera. Los estados de resultados integrales consolidados han sido convertidos a la moneda de presentación usando los tipos de cambio promedio mensuales. Los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016 han sido convertidos a USD usando los tipos de cambio de cierre de \$669,47 CLP/USD y \$710,16 CLP/USD, respectivamente. El capital emitido, las utilidades retenidas y otras reservas dentro del patrimonio han sido convertidos usando los tipos de cambio históricos vigentes a las correspondientes fechas de las transacciones patrimoniales.

Todas las diferencias de cambio resultantes han sido reconocidas en patrimonio en la reserva por diferencias de cambio por conversión.

El cambio de moneda funcional de Enel Américas S.A. fue aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2017, modificando para ello el artículo quinto permanente de su estatuto social con el objeto de denominar el capital de la Compañía en Dólares de los Estados Unidos.

Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

	31-12-2016		01-01-2016	
	Como fue reportado M\$	Re-expresado MUS\$	Como fue reportado M\$	Re-expresado MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.800.510.297	2.689.456	1.185.163.344	1.668.868
Otros activos corrientes	1.396.740.564	2.086.338	1.404.462.485	1.977.670
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	5.323.935.881	7.496.812
Activos no corrientes	8.084.304.645	12.075.678	7.535.592.681	10.611.120
TOTAL ACTIVOS	11.281.555.506	16.851.472	15.449.154.391	21.754.470
Otros pasivos corrientes	2.558.790.354	3.822.112	2.559.728.698	3.604.439
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	1.945.652.102	2.739.738
Otros pasivos financieros no corrientes	2.396.753.894	3.580.077	1.847.296.592	2.601.240
Otros pasivos no corrientes	1.050.762.685	1.569.544	906.668.619	1.276.710
TOTAL PASIVOS	6.006.306.933	8.971.733	7.259.346.011	10.222.127
Capital emitido	4.621.809.178	6.903.684	5.804.447.986	10.680.663
Acciones propias en cartera	(94.046.713)	(140.479)	-	-
Ganancias acumuladas	2.143.057.158	3.201.125	3.380.661.523	5.809.538
Otras reservas	(2.520.350.733)	(3.764.696)	(3.158.960.224)	(8.004.579)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	4.150.468.890	6.199.634	6.026.149.285	8.485.622
Participaciones no controladoras	1.124.779.683	1.680.105	2.163.659.095	3.046.721
TOTAL PATIMONIO	5.275.248.573	7.879.739	8.189.808.380	11.532.343
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	11.281.555.506	16.851.472	15.449.154.391	21.754.470

Estado de Resultados Integrales por el año terminado el 31 de diciembre de 2016:

Resultados Integrales	31-12-2016	
	Como fue reportado M\$	Re-expresado MUS\$
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	5.197.285.970	7.686.134
Materias primas y consumibles utilizados	(2.645.098.805)	(3.911.769)
Margen de Contribución	2.552.187.165	3.774.365
Resultado de Explotación	1.217.155.025	1.800.020
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	930.483.597	1.376.069
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(359.368.522)	(531.461)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	571.115.075	844.608
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	115.130.387	170.263
GANANCIA (PÉRDIDA)	686.245.462	1.014.871
OTROS RESULTADOS INTEGRALES	133.302.988	197.138
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	819.548.450	1.212.009
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	383.059.534	566.497
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	303.185.928	448.374
GANANCIA (PÉRDIDA)	686.245.462	1.014.871
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	533.275.016	788.647
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	286.273.434	423.362
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	819.548.450	1.212.009
Ganancia por acción básica y diluida		
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	6,13	0,00907
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	1,57	0,00232
Ganancia (pérdida) por acción básica	7,70	0,01139
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	49.768.783.340	49.768.783.340

4. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 17.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 17.b.2)
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 23).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en resultados como costo del período en que se incurren.

Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Las siguientes son las principales clases de propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 85
Planta y equipos	10 – 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	3 – 75
Vehículos de motor	5 – 20

Adicionalmente, para más información, a continuación se presenta una mayor apertura para la clase Plantas y equipos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Plantas y equipos de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Plantas y equipos de distribución:	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 30
Subestaciones primarias	20 – 40

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación se presenta detalle del período restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	70 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	6 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	70 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	70 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	10 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	14 años
Enel CIEN S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	3 años
Enel CIEN S.A. (CIEN - Línea 2)	Brasil	2002	20 años	5 años

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el período de concesión.

Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 4.c.1).

El 19 de abril de 2011, la filial CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado). Bajo este esquema sus concesiones

califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Plusvalía

La plusvalía, surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la filial. Durante el período de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta de la moneda funcional de la matriz se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión al dólar estadounidense al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del período (ver Nota 4.d).

c) Activos intangibles distintos de la plusvalía

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 30 de junio de 2107, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en períodos anteriores se explican en la letra d) de esta Nota.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles, se reconocen en los resultados del período y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c.1) Concesiones

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*. Esta interpretación contable aplica si:

- a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o

- un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 4.I).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

Las filiales de Enel Américas que han reconocido un activo intangible por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Enel Distribución Río S.A. (ex – Ampla) (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	10 años
Enel Distribución Ceará S.A. (ex – Coelce) (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	11 años
CELG Distribuição S.A. (Distribución)	Brasil	2015	30 años	28 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por las filiales son incondicionales, se ha reconocido un activo financiero disponible para la venta (ver Notas 4.f.1 y Nota 9).

Al final de cada período de concesión, esta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos e instalaciones serán devueltos al Gobierno o a quien éste designe, una vez reembolsadas las inversiones realizadas pendientes de amortizar.

c.2) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el período en que se incurran.

c.3) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

d) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, el Grupo evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGEs a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso de las UGEs, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Al 31 de diciembre de 2016, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)
		31-12-2016
Argentina	Peso argentino	11,1%
Brasil	Real	4,6% - 5,9%
Perú	Sol	3,2% - 4,5%
Colombia	Peso colombiano	3,8%

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2016, fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2016	
		Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	29,8%	40,6%
Brasil	Real	11,0%	21,8%
Perú	Sol	7,2%	11,5%
Colombia	Peso colombiano	10,0%	10,7%

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en períodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no son reversadas en períodos posteriores.

e) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Américas analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el cumplimiento del contrato depende del uso de un activo específico y si el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo. Si se cumplen ambas condiciones, se separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

f) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

f.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 4.h y 14) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 4.j), en cuatro categorías:

- **Préstamos y cuentas por cobrar:** las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a empresas relacionadas se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

- **Inversiones mantenidas hasta el vencimiento:** aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio y activos financieros de acuerdo a CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” (ver Nota 9).

Estas inversiones se reconocen en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de

estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en la ganancia o pérdida del período.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del período.

Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

f.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Para determinar la necesidad de realizar un ajuste por deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría “Préstamos y cuentas por cobrar”, tanto en el segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 10).
- Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías “Préstamos y cuentas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 9 y 21).
- En el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 4.f.1.

f.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 4.f.1).

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 21, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

f.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si es negativo en el rubro “Otros pasivos financieros”. Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro “Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar”.

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- **Coberturas de valor razonable:** la parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.
- **Coberturas de flujos de efectivo:** los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada “Coberturas de flujo de caja”. La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del subyacente directamente atribuibles al riesgo cubierto, se compensan con los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura, con una efectividad comprendida en un rango de 80%-125%.

El Grupo no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiéndose por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

El Grupo también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

f.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- La sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 4.f.1).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.

f.7) Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

f.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiéndose como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 4.I; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver Nota 4.p).

g) Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas (como por ejemplo “Bloomberg”).

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

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

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.
- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o “Debt Valuation Adjustment (DVA)” y el riesgo de contraparte o “Credit Valuation Adjustment (CVA)”. La medición del “Credit Valuation Adjustment (CVA)” / “Debt Valuation Adjustment (DVA)” se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.
- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 21.3.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas, se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro “Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación”.

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enel Américas con cada una de estas entidades.

i) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

j) **Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas**

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, planta y equipo, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o
- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupo de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y debe haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan la venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada "Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios" y respectivos pasivos en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios".

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- es una entidad filial adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada “Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas”, así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

k) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro “Patrimonio Total” del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: “Ganancias (pérdida) acumuladas”, sin afectar la ganancia o pérdida del período.

l) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro “Provisiones por beneficios a los empleados” del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro “Otros activos financieros” del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 “NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su iteración”.

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente como componente de “Otro resultado integral”.

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de sus filiales que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de “Otro resultado Integral”, netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos a largo plazo.

o) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

p) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad.

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo y, en función del tipo de transacción, se siguen los siguientes criterios para su reconocimiento:

- Generación y transmisión de energía eléctrica: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal determinado en el mercado spot, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Nota 2.3).
- Distribución de energía eléctrica: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el período, a los precios establecidos en los respectivos contratos o los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación de la energía suministrada aún no leída en los medidores del cliente (ver Nota 2.3).

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera.

Los ingresos ordinarios procedentes de la venta de bienes se contabilizan atendiendo al fondo económico de la operación y se reconocen cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes;
- la entidad no conserva para sí ninguna implicación en la gestión de los bienes vendidos, en el grado usualmente asociado con la propiedad, ni retiene el control efectivo sobre los mismos;
- el monto de los ingresos ordinarios puede medirse con fiabilidad,
- es probable que los beneficios económicos asociados con la transacción fluyan hacia la entidad; y
- los costos incurridos, o por incurrir, asociados con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad.

Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

En contratos en los que el Grupo realizará múltiples actividades generadoras de ingresos (contratos de elementos múltiples), los criterios de reconocimiento será de aplicación a cada componente separado identificable de la transacción, con el fin de reflejar la sustancia de la transacción, o de dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas de tal manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones. El Grupo excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

Los intercambios o permutas de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza y valor similar, no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

El Grupo registra por el monto neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros, se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

Los gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

q) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si en alguna ocasión fuere el caso.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, respectivamente, deducido la parte del mismo correspondiente a las participaciones no controladoras, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo.

Durante el primer semestre de 2017 y 2016, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) Dividendos

El artículo N° 79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Américas, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro “Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar” y en el rubro “Cuentas por pagar a entidades relacionadas”, según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor “Patrimonio Total” en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

s) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta "Primas de emisión", netos de los efectos fiscales que corresponda. En el caso que la cuenta primas de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en "Otras reservas".

t) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

u) Estados financieros intermedios

Los presentes estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas, al y por el período de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, han sido preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad N° 34, Información Financiera Intermedia.

5. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco regulatorio:

Argentina

Argentina ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. Inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio "spot". Por su parte, el precio de compra de las distribuidoras era el promedio previsto para los próximos 6 meses, denominado Precio Estacional. Las diferencias entre el precio estacional (precio de compra) y el precio spot real (precio de venta) se liquidaban con cargo al Fondo Estacional que gestiona la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA).

Sin embargo, después de la crisis de 2002, la autoridad modificó el criterio de fijación del precio interviniendo el sistema marginalista. Primero, mediante el cálculo del precio marginal sin considerar restricciones de gas. En efecto, a pesar de que el despacho de generación todavía se basa en los combustibles reales utilizados, la Resolución SE 240/2003 establece que para el cálculo del precio marginal se deben considerar todas las unidades de generación como si no tuvieran las restricciones vigentes de suministro de gas natural. Además, el valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. Y segundo, mediante el establecimiento de un límite en el precio spot de Arg\$ 120 por MWh. No obstante, los costos variables reales de las unidades térmicas que emplean combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

Además de lo anterior, con base en la pesificación y devaluación de la economía, el pago por capacidad se redujo de US\$ 10 a Arg\$ 10 por MWhrp. Posteriormente, el pago por capacidad ha aumentado ligeramente a Arg\$ 12.

Por otra parte, la congelación de los precios que abonan las distribuidoras provocó un desfase frente a los costos reales de la generación, lo que significó que dichos costos se recuperaran a través de diversos tipos de acuerdos particulares en base a la normativa vigente.

En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el actual marco regulatorio por uno basado en costo medio.

En marzo de 2013, se publicó la Resolución N° 95/2013 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y fijó nuevos precios para la potencia según el tipo de tecnología y la disponibilidad y estableció nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles, además de contemplar una remuneración adicional por la energía generada.

En mayo de 2013, las generadoras del Grupo (Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón, y Dock Sud) adhirieron a los términos de la Resolución N° 95/2013.

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y definió, en su lugar, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinan en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolida en un fideicomiso para inversiones futuras.

La gestión comercial y el despacho de combustible se centralizan en CAMMESA; los Contratos del Mercado Término no pueden ser prorrogados ni renovados y los Grandes Usuarios, una vez finalizados sus respectivos contratos, deberán adquirir su demanda de CAMMESA. No obstante, la Secretaría de Energía ("SE") a través de la Nota SE 1807/13 abrió la posibilidad de que las generadoras puedan manifestar su intención de seguir manejando la gestión de cobranzas de la totalidad de su cartera de contratos, de esta manera se garantiza cierta caja y la permanencia de la relación con el cliente.

Adicionalmente, es importante mencionar que en el caso de Enel Generación Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015 y se logró su extensión para el año 2016) y de las Unidades Turbo vapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement "LTS") de los ciclos combinados de la central.

Los valores de la Resolución SE N° 95/2013 fueron actualizados anualmente por las Resoluciones SE N° 529/2014, N° 482/2015 y Resolución SEE N° 22/2016. La Res. SE N° 529/2014 crea una remuneración para mantenimientos no recurrentes para las centrales térmicas, y la Res. SE N° 482/2015 otorga una remuneración para mantenimientos no recurrentes también a las centrales hidroeléctricas. Adicionalmente, la Res. 482/2015 crea un nuevo cargo, de

15,8 \$/MWh para centrales térmicas y 6,3 \$/MWh para centrales hidráulicas, con el objetivo de financiar inversiones, con aplicación de febrero de 2015 hasta diciembre de 2018 solo para aquellos generadores que participen en los proyectos.

Por otro lado, el 22 de marzo de 2016, la SE emitió la Resolución SEE N°21/16, la cual convocó a ofertar nueva capacidad de generación térmica para los períodos verano 2016/17; invierno 2017 y verano 2017/18. Dentro de los requerimientos, no podían ofertarse unidades preexistentes a la fecha de publicación de la resolución; que ya estuviesen interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”); o que la potencia ofrecida ya estuviese comprometida en otros acuerdos con principio de ejecución. El contrato será con CAMMESA en representación de los agentes del MEM y su vigencia será por un período entre 5 a 10 años, con una remuneración denominada en US\$ por MW por mes para la potencia, y en US\$ por MWh para la energía eléctrica generada con cada combustible, siendo la prioridad de pago equivalente a la del pago de los combustibles líquidos. El suministro y el reconocimiento del costo de los combustibles se realizarán conforme la normativa vigente en cada momento. La capacidad mínima en cada punto de conexión no puede ser inferior a los 40 MW y debe contar preferentemente con capacidad dual de consumo de combustible, y con consumo específico máximo menor a 2.500 kcal/kWh. CAMMESA informará a título indicativo posibles localizaciones para generación entre 50 MW y 150MW. El orden de mérito de las ofertas será en función de los costos crecientes debiendo estar las fórmulas de evaluación disponibles para los oferentes.

El 14 de septiembre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial el resultado de la Licitación de Nueva Generación Térmica, adjudicándose un total de 1.915 MW (de una oferta de más de 6000 MW). Cuatro ofertas propusieron entregar la nueva energía (545 MW de potencia) al Sistema Interconectado Nacional en el mes de diciembre de 2016; diez ofertas (685 MW) plantearon hacerlo en el primer trimestre de 2017, y cuatro ofertas (229 MW) en el segundo trimestre del año próximo. Además, unas 26 ofertas se comprometieron a entrar en servicio en el segundo semestre de 2017, y otras cinco durante 2018. Así mismo, mediante Nota SEE N° 355 se instruyó a CAMMESA a invitar a una mejora de los precios a cada una de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles y no resultaron finalmente adjudicadas. Como resultado de esta ampliación se adjudicaron 956 MW adicionales en siete ofertas los que serían incorporados entre el 30 de enero y el 1 de diciembre de 2017. Por último, el 28 de octubre de 2016, mediante Resolución SEE 387/E/2016 la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a suscribir dos proyectos adicionales por un total de 234 MW. Ninguna de las entidades del Grupo Enel Américas participó de la Licitación.

El 16 de noviembre de 2016, mediante Resoluciones SEE N° 420-16 y N° 455-16, la SE convocó a aquellas entidades interesadas en desarrollar proyectos de infraestructura que contribuyan a la reducción de costos en el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino, a manifestar su interés, considerando particularmente el aporte de los anteproyectos que se presenten con responsabilidad en el suministro de combustibles para la generación de energía eléctrica. El Grupo Enel ha presentado dos proyectos mutuamente excluyentes ubicados en el predio de Enel Generación Costanera, uno por 350 MW y otro por 415 MW. Se estima que el pliego para nuevos ciclos combinados sea emitido en los próximos meses, para cerrar la licitación en la primavera 2017. Por otro lado, mediante la Resolución SEE N° 287 - E/2017 del 10 de mayo de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar (Etapa I) nueva generación térmica de tecnología (a) cierre de ciclo combinado o (b) cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM, adjuntando a la misma el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente. La fecha límite para la presentación de ofertas es el 17 de julio de 2017, y la adjudicación, el 1 de septiembre de 2017.

El 2 de febrero de 2017, se publicó la Resolución N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica (“SEE”) la cual reemplaza a la Resolución SEE N° 22/2016 y establece los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La Resolución N° 19/2017 define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. El generador térmico podrá declarar en cada período de verano, el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por período verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo período). Como excepción y para el año 2017, se habilita la declaración de “Compromisos de Disponibilidad Garantizada” junto con la información requerida para la Programación Estacional de Invierno, siendo su vigencia desde el 1 de mayo hasta el 31 de octubre de 2017. El generador firmará un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada cuya contraparte será CAMMESA, pero que podrá cederlo a la demanda conforme lo defina la SEE. La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo. Por otro lado, el generador térmico podrá ofrecer disponibilidad de potencia adicional para períodos bimestrales, que se podrán a subasta con un precio máximo.

Respecto a las centrales hidroeléctricas, se define un nuevo esquema para evaluar la potencia, basado en la potencia real disponible (implica un mayor valor de potencia a remunerar respecto a la normativa anterior). Asimismo, presentan un valor de potencia base, y uno adicional discriminado de Mayo a Octubre 2017, y otro a partir de Noviembre 2017.

Los valores remunerativos de la Resolución N°19/2017 están denominados en dólares, y se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil, siendo los plazos de vencimiento aquellos establecidos en los procedimientos de CAMMESA

Brasil

Las legislaciones en Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conduzcan a un deterioro de la libre competencia.

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente (Operador Nacional del Sistema – ONS) coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD).

Las entidades generadoras están habilitadas para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre está dirigido al segmento de grandes usuarios, con límite 3.000 kW o 500 si compran Energía Renovable No Convencional (“ERNC”).

En el mercado libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el mercado regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por la entidad gubernamental *Agência Nacional de Energia Elétrica* (“ANEEL”). De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Las licitaciones de energía nueva contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía existente consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la ANEEL define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos/pasivos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (Marzo para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) y Abril para Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) cuyo objetivo es mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

La Cuenta de Compensación de Valores (“CVA”, por su sigla en portugués) ayuda a mantener la estabilidad en el mercado y permite la creación de costos diferidos, que es compensado a través de ajustes tarifarios basados en las tasas necesarias para compensar los déficits del año anterior.

En diciembre de 2014, las distribuidoras en Brasil, incluidas Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., firmaron una adenda al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA’s y otros) sean parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación a través de las tarifas. Así, en conformidad con IFRS, se permiten la contabilización de dichos activos regulatorios.

En 2014, Brasil mostró condiciones severas de sequía. En noviembre de 2014, el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses fueron de un 1% por debajo del último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno confirmó la no existencia de riesgo en el suministro.

Para cubrir el sobrecosto de energía, el gobierno creó la cuenta ACR a través de préstamos bancarios los que serían cancelados dentro de dos años por medio de la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014, los distribuidores utilizaron un monto aproximado de R\$ 18.000 millones (aproximadamente Ch\$ 3,7 billones) de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit. En marzo de 2015, fue aprobado un nuevo préstamo a la cuenta ACR, para cubrir el déficit de noviembre y diciembre de 2014, y una extensión del plazo de pago de todos los préstamos a 54 meses a partir de noviembre 2015.

En función de los descalces entre los costos reconocidos en la tarifa y los costos reales ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costos implícitos de la sequía, la ANEEL, en enero de 2015, comenzó la aplicación de un Sistema Tarifario denominado “Banderas Tarifarias” que aplica un cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el costo marginal del sistema sea superior al estándar reglamentario. El

objetivo de la ANEEL es indicarle al consumidor una el costo de la generación del mes subsecuente, y anticipándole al Distribuidor un monto que solamente obtendría en el próximo proceso de ajuste tarifario.

El Sistema de Banderas Tarifarias está compuesto por tres niveles de colores de banderas: Rojo, Amarillo y Verde, de acuerdo a lo siguiente.

	Descripción	Aplicada cuando CMO (R\$/MWh)	Adicional en Tarifa (R\$/MWh)
Verde	Condiciones favorables de generación de energía	<200	Sin adicional
Amarilla	Condiciones de generación menos favorables	>200<388,48	+ 0,025
Roja	Condiciones más costosas de generación	>388,48	+ 0,045

Desde enero de 2015 hasta la fecha de reporte de estos estados financieros, los valores han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costos futuro de la generación.

En resumen, con este sistema tarifario el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. Es decir, los consumidores notarán un menor reajuste a sus tarifas, puesto que ya están pagando un mayor valor tarifario durante el mes. En resumen, el Sistema de Banderas establecido por la ANEEL, señala con precisión el costo real de la energía generada, lo que permite a los consumidores el uso consciente de la energía eléctrica.

A partir del 1 de febrero de 2016, la bandera Roja se separó en dos niveles: R\$ 3,00 y R\$ 4,50 aplicados a 100 kWh consumidos. También la bandera amarilla se redujo del valor de R \$ 2,50 a R \$ 1,50, aplicado a 100 kWh (y fracciones). La evolución positiva de la temporada de lluvias durante el año 2016, ha mejorado las condiciones hidrológicas, combinado con la reducción de la demanda y la adición de nuevas plantas para el sistema eléctrico brasileño, permitieron el cambio de color de banderas tarifarias en los últimos meses, en marzo y noviembre de 2016 la bandera fue de color amarillo y los otros meses de 2016 han sido de color verde.

A partir de 2017, los valores de las banderas son:

- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: R\$ 2,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: R\$ 3,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: R\$ 3,50 por100 (kWh)

Bandera tarifa verde: se activará en los próximos meses cuando el valor de la última planta de CVU para ser enviados es inferior a R \$ 211.28 / MWh;

Tarifa Bandera amarilla: se activará en los próximos meses cuando el valor de la última planta de CVU a comprobar es igual o superior a R \$ 211.28 / MWh e inferior a R \$ 422.56 / MWh; y

Tarifa señal de alerta: se activará en los próximos meses cuando el valor de la última planta de CVU a comprobar es igual o superior a R \$ 422.56 / MWh, según los siguientes niveles de aplicación:

Nivel 1: se activará en los próximos meses cuando el valor del costo unitario variable - CVU última planta a comprobar es igual o superior a R \$ 422.56 / MWh e inferior a R \$ 610 / MWh; y

Nivel 2: se disparará en los próximos meses cuando el valor de la variable de costo unitario - CVU última planta a comprobar es igual o mayor que el límite de R \$ 610 / MWh.

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, se realizaron en 2015 seis subastas con energía asignada:

- 01 subasta A-1: 1.954 MW-medios, asignados a Hidro (94%), Biomasa (4%) y Gas (2%); desde 1 a 3 años de suministro de energía.
- 04 subastas A-3 y reserva:
 - 97 MW-medios, asignados a las Eólicas (30%) y Biomasa (70%), a un precio promedio R\$ 200 MWh;
 - 233 MW-medios, asignados al Solar a un precio promedio R\$301,8 MWh;
 - 314,3 MW-medios, asignados a las Eólicas (72%), Hidro (15%), Gas (7%) y Biomasa (6%) a un precio promedio R\$189 MWh.
 - 508 MW-medios, asignados a las Eólicas (52%) y Solar (48%), a un precio promedio R\$249 MWh.
- 01 subasta A-5: con 1.147 MW-medios, asignados a Gas (76%), Hidro (18%) y Biomasa (7%) a un precio promedio R\$ 259,2 MWh.

Adicionalmente, se realizó una Subasta de Contratación de Concesiones de Centrales Hidroeléctricas a través del régimen de cuota, en la cual el vendedor adjudica su energía firme (3.223 MW-medios) y potencia (6.061 MW) por un Ingreso Anual de la Operación en Generación.

En 2016, hubo dos subastas con el siguiente resultado:

- 01 subasta A-5: 202 MW-medios, asignados a Gas (2%), Hidro (58%) y Biomasa (40%) a un precio promedio R\$ 198,59 MWh.
- 01 subasta A-1: 21 MW-medios a un precio promedio de R\$118,15 MWh.

Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)

Creada por la Ley 10.438 en el año 2002, la CDE es un fondo del gobierno que tiene como finalidad proporcionar el desarrollo de energía de fuentes alternativas, promueve la globalización del servicio de la energía y subsidia a los clientes residenciales de bajos ingresos. El recaudo hacia dicho fondo se hace a través de un cargo en la tarifa de los consumidores y generadores.

Prorratio por temas judiciales

A finales de septiembre de 2016, ANEEL, en función de algunas decisiones judiciales referente a la suspensión de cobro de parte del cargo CDE hacia algunos industriales (miembros de la Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE), tuvo que recalcular el prorratio entre los demás consumidores. A pesar de tener el traspaso de ítems de la Parcela A, el déficit generado por las pérdidas de los ingresos será incluido en el próximo reajuste de tarifas de las distribuidoras.

Tasa mensual CDE: compensación de descuentos dados a los consumidores con orden judicial

La resolución N°1.576, autorizó a las distribuidoras de energía a compensar los menores importes facturados (debido a las acciones en la justicia contra ítems de la Cuenta de Desarrollo Energético) en las cuotas mensuales de CDE.

La diferencia entre la tarifa normal y la tarifa con una orden judicial debe deducirse de la cuota mensual del CDE. Este ajuste de cuentas no se llevará a cabo a través de tarifas. No habrá activo regulatorio para ser incluido en las tarifas. Hay que compensar en la cuota mensual del CDE todo el descuento dado a los consumidores con orden judiciales, es decir, el pago mensual de las cuotas, serán menores que las cuotas definidas en la resolución.

Generación Distribuida

En mayo de 2015, el regulador inició un proceso de Audiencia Pública con la sociedad para cambiar la normativa referente a la micro/mini generación distribuida con el objetivo de hacerla más viable. Lo relevante es que se permite que se instalen sistemas de generación (de cualquier fuente renovable, hasta 3MW para hidrología y 5MW para otras fuentes) en locales distintos de donde está la carga.

El 24 de Noviembre de 2015, ANEEL mediante Resolución N°687/15 aprobó la regulación de la micro-generación y mini-generación distribuida vía un mecanismo de compensación de energía.

A contar del 1 de marzo de 2016, se permite el uso de cualquier fuente de energía renovable, así como la cogeneración calificada, llamando micro-generación distribuida, la planta de generación con una potencia instalada de hasta 75 kilovatios (kW) y mini-generación distribuida con potencia por encima de 75 kW y menor o igual a 5 MW (siendo 3 MW para suministro de agua), conectado a la red de distribución a través de las instalaciones de unidades de consumo.

Cuando la cantidad de energía generada en un mes determinado es mayor que la energía que se consume en ese período, el consumidor se queda con créditos que pueden ser utilizados para reducir la factura del mes siguiente. El período de validez de los créditos de energía se incrementó de 36 a 60 meses, y también pueden ser utilizados para derivar el consumo de las unidades de consumo del mismo propietario situadas en otro lugar, siempre que el área de servicio sea de un mismo distribuidor. Este tipo de uso de los créditos fue llamado "autoconsumo a distancia".

Otra de las novedades de la norma se refiere a la posibilidad de instalación de generación distribuida en condominios (empresas de múltiples unidades de consumo). En esta configuración, la energía generada se puede distribuir en porcentajes definidos por los propios consumidores.

ANEEL también creó la figura de "generación compartida", permitiendo que las distintas partes interesadas se unan en un consorcio o una cooperativa, instalen pequeños equipos de generación, como paneles fotovoltaicos y micro-

aerogeneradores, micro distribuidor y utilicen la energía generada para reducir las facturas de los miembros del consorcio o cooperativa.

En cuanto a los procedimientos necesarios para conectar el micro o mini-generador a la red de distribución, la ANEEL estableció reglas que simplifican el proceso: se establecieron modelos de formularios para que los realice el consumidor para la solicitud de acceso y el término para que el distribuidor pueda conectar las plantas de 75 kW, que fue de 82 días, se redujo a 34 días. Además, a partir de enero de 2017, los consumidores podrán hacer la solicitud y realizar el seguimiento del progreso de su orden por el distribuidor a través de Internet.

Resolución 237

El 6 de junio de 2016, el Ministerio de Minas y Energía (“MME”) firmó la Resolución 237 que permite a las distribuidoras de energía solicitar al MME que sus inversiones en sistemas de distribución en alta tensión y en subestaciones sean clasificadas como prioritarias. Esta clasificación permite el acceso a emisiones de “debentures de infraestructura”, que son bonos financieros con plazos más largos que los bonos regulares y que cuentan con beneficios tributarios para los acreedores. La extensión de este beneficio a las empresas distribuidoras de energía fue resultado de una acción de las Distribuidoras y de las Asociación Brasileña de las Distribuidoras de Energía (“ABRADEE”) junto al Ministro de Minas y Energía (“MME”).

Medida Provisional N° 735

La Medida Provisional N° 735, del 22 de junio de 2016, determinó los siguientes cambios:

1) Encargos Sectoriales:

- El 1 de enero de 2017, la Cámara de Comercialización de Electricidad (“CCEE”) reemplazará a Eletrobrás como la encargada de realizar las actividades de cobro de las cuotas de Reserva Global de Reversión (“RGR”), Cuenta de Desarrollo Energético (“CDE”) y Cuenta de Consumo de Combustible (“CCC”), así como en la gestión de los fondos para el pago de los montos relativos a la administración y el funcionamiento de estos fondos sectoriales.
- A partir del 1 de enero de 2030, el reparto de las cuotas anuales de la CDE será proporcional al mercado consumidor de energía eléctrica atendido por las distribuidoras y por los concesionarios de distribución y transmisión, expresado en MWh. No se tendrá más en cuenta la región geográfica en que se encuentra la concesión. Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2029, se definirá una reducción gradual y uniforme hasta la eliminación de la proporción actual (4,53 para las cuotas de las regiones Sur, Sureste y las cuotas de las regiones Norte y Noreste).
- A partir del 1 de enero de 2030, el costo por MWh de las cuotas anuales de CDE pagados por los consumidores será prorrateado de acuerdo con su nivel de tensión en la siguiente proporción:
 - Alta Tensión = $1/3$ x costo de Baja Tensión
 - Media Tensión = $2/3$ x costo de Baja Tensión
- Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2029, el costo por MWh de las cuotas anuales de la CDE tendrá un ajuste gradual y uniforme para llegar a las proporciones expuestas anteriormente.

2) Tasa de Itaipú

Itaipú es una planta hidroeléctrica binacional que se consolidó por el Tratado Internacional firmado entre Brasil y Paraguay el 26 de abril de 1973, con el objetivo de cumplir con el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná propiedad de los dos países, (desde e incluyendo el salto Grande de Siete caídas Guaira hasta la desembocadura del río Iguazú).

La tasa de traspaso de energía de Itaipú es fijo en dólares por kilovatio de potencia contratada mensual. Las empresas distribuidoras deben pagar a Eletrobras mensualmente, en la cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipú, la cantidad que resulte de multiplicar la cuota mensual de la potencia contratada por la tasa de transferencia de energía de Itaipú, ambos aprobados por la ANEEL.

A partir del 1 de enero de 2016, según el Artículo N°6 de la medida Provisional N° 735, se estableció una nueva tasa de traspaso de energía de Itaipú la que será incluida en la tarifa en el costo total del factor multiplicador de 15,3 sobre el costo de cesión de energía que se refiere el Acuerdo entre Brasil y Paraguay sobre la base financiera del Anexo C del Tratado de Itaipú.

3) Subastas

- Para las concesiones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que no serán renovadas, se faculta al Gobierno Federal promover la oferta de venta/subasta de la nueva concesión por el período de 30 años.

Ley N° 13.203: Ampliación del descuento a los beneficiarios en las Tarifas de Uso del Sistema de Distribución (“TUSD”) y Tarifas de Uso del Sistema de Transmisión (“TUST”)

La ley N° 13.203, publicada el 8 de diciembre de 2015, ha ampliado el alcance de los beneficiarios del descuento en las TUSD y TUST, así como también, el tamaño de la generación y el destino de la energía, cuando ésta se considera y es utilizada para la auto-producción:

- Para los proyectos de energía hidroeléctrica con una potencia igual o inferior a 3.000 kW y los basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución es inferior o igual a 30.000 kW, ANEEL deberá establecer el porcentaje de reducción no inferior al 50%, el cual se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y consumo de energía:
 - i) Comercializados por las explotaciones; y
 - ii) Dirigido a la auto-producción, para las empresas que entrarán en operación comercial a contar del 1 de enero de 2016.
- Para proyectos basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, ANEEL deberá establecer un porcentaje de reducción no inferior al 50% el que se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y el consumo de energía de este tipo de iniciativas, comercializados o destinados a ser auto-producción, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución sea superior a 30.000 kW y menor o igual a 300.000 kW y cumplir con cualquiera de los siguientes criterios:
 - i) Sean proyectos originados como resultado de la subasta de compra de energía del 1 de enero de 2016; o
 - ii) Sean proyectos cuya autorización para entrar en operación comercial es a contar del 1 de enero de 2016.

Para la regulación de la Ley, ANEEL estableció la Audiencia Pública N°38 (que remplazará la Resolución N°77/2004). A medida que estos descuentos den como resultado un aumento significativo en los valores que están subvencionados por el CDE (descuentos de tarifas) implicará un aumento en las tarifas de los consumidores de Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., ANEEL propone un porcentaje fijo del 50% para el descuento para estos nuevos desarrollos (el mínimo estipulado por la ley).

Tarifa Blanca

El 12 de septiembre de 2016, la ANEEL aprobó la Resolución Normativa N° 733/2016, que establece las condiciones para la aplicación de tarifa horaria para baja tensión (BT), la “tarifa blanca”.

La “tarifa blanca” es una nueva opción de tarifa que muestra a los consumidores la variación del valor de la energía en el día y en la hora de su consumo. Se ofrecerá a los consumidores que se conectan en baja tensión (127, 220, 380 o 440 V, grupo B) y los pertenecientes al grupo A (alta tensión) que pueden optar por la tarifa de baja tensión.

La Resolución N° 733/2016 establece lo siguiente con respecto a la Tarifa Blanca:

- Empieza la aplicación en enero de 2018 para los consumidores que ya están conectados con un consumo superior a 500 kWh / mes (media de 12 ciclos) y nuevas conexiones;
- Empieza la aplicación en enero de 2019 para los consumidores que ya están conectados con un consumo superior a 250 kWh / mes (media de 12 ciclos);
- Después de enero de 2020 para cualquier consumidor;
- El costo de la energía, en esta opción de tarifas, se obtiene en períodos hora de pico, intermedio y de menor actividad y son aprobados por la ANEEL en las revisiones periódicas de las distribuidoras.
- No pueden hacer la elección para la “tarifa blanca” los consumidores de bajos ingresos (según reglamentación específica de la ANEEL) y el alumbrado público.
- El costo del medidor es asumido por el Distribuidor, excepto el medidor con funciones adicionales;
- Una posible adaptación de las instalaciones de la unidad de consumo será costeadada por su propietario.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)

Enel Distribución Río S.A. firmó, el 14 de marzo de 2017, el Nuevo Contrato de Concesión (Sexta modificación) como resultado de las audiencias públicas N° 095 y N° 058. En estas audiencias se discutieron los reglamentos y la aplicación de procedimientos de tarifas para los distribuidores que se inscriben, por elección, para la aplicación de modificaciones en las reglas del contrato de concesión, de acuerdo con el Decreto N° 2194/2016.

Estas nuevas reglas fueron aplicadas para la determinación de este reajuste de 2017, las que incluyen, entre otros cambios, el uso del índice IPCA en reemplazo del índice general de precios de mercado (“IGP-M”), se trasladó la parte de los ingresos irre recuperable de la Parcela B a la Parcela A y se aplicaron nuevos índices de pérdidas regulatorias. Como resultado, ANEEL aprobó un reajuste promedio de -6,51% para Enel Distribución Río S.A. Para los consumidores de baja tensión, sobre todo residencial, el reajuste promedio a aplicar será de -6,24%. En cuanto a los clientes de media y alta tensión, el reajuste promedio a aplicar será de -7,12%.

Transferencia de Otras Instalaciones de Transmisión (*Demais Instalações de Transmissão – DIT*) para las compañías de distribución

En 13 de febrero de 2017, ANEEL emitió la Resolución No. 758/2017 estableciendo las condiciones generales para la incorporación de instalaciones de voltaje por debajo de 230 kV (Red Básica) (denominadas “DIT”) pertenecientes a compañías transmisoras de energía eléctrica a las propiedades, plantas y equipos de las concesionarias que prestan servicios de distribución de energía eléctrica.

Las siguientes DIT serán transferidas a Enel Distribución Río S.A. en su primera revisión tarifaria ordinaria después de 1 de enero de año 2019. Enel Distribución Ceará S.A. no recibirá ninguna DIT.

Otras Instalaciones de Trasmisión (DIT)	Km	Clasificación	Situación Operacional	Distribuidora Responsable	Trasmisora Propietaria
IMBARIE	-	SE DIT	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
IRIRI	-	SE DIT	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV ADRIANOPOLIS/MAGE RJ	48	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Trasmisión 138 KV CAMPOS/IRIRI RJ	98	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV IMBARIE/ARIANOPOLIS RJ	15	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV IRIRI/ROCHA LEO RJ	12	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV ROCHA LEAGO /MGE RJ	108	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas

ANEEL considera que esta medida mejorará la eficiencia operativa del sistema eléctrico. La incorporación de las DIT a las compañías distribuidoras se realizará en la primera revisión de las tarifas que tendrá lugar a partir del 1 enero de 2019. En ese momento, estas líneas de transmisión y subestaciones serán contabilizadas como parte de las propiedades plantas y equipos de la compañía distribuidora, y serán consideradas para el propósito del cálculo de las tarifas. Se realizará el pago de una indemnización a las compañías distribuidoras equivalente al valor de los activos no depreciados transferidos, dentro de los 30 días posteriores a la revisión tarifaria del distribuidor que recibe las DIT.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)

El 20 de abril de 2017, ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Ceará (Coelce) por medio de la Resolución N° 2.223. El reajuste tarifario anual de COELCE conduce a un efecto medio en las tarifas a percibir por los consumidores del 0,15%, siendo del 1,44%, en promedio, para los consumidores conectados en la Alta Tensión y del -0,39% para los consumidores conectados en la Baja Tensión.

El valor de los costos de Transmisión tuvo un gran impacto en ese reajuste (variación del 140,28% en comparación con los valores referentes al proceso tarifario anterior), correspondiendo a un efecto medio del 3,23%. Porque se incluyó una estimación de aumento de estos costos a partir de julio de 2017.

Ajuste en la tarifa de energía de todas las distribuidoras para devolver en el mes de abril el costo del Encargo de Energía de Reserva (EER) incluido el mayor en los reajustes.

ANEEL a través de la Resolución N° 2.214 / 2017 publicó de nuevo las tarifas de todas las distribuidoras del sector eléctrico para devolver en el mes de abril los valores más altos de costo de Angra III incluido en las tarifas.

En el período del 1 al 30 de abril, la tarifa de energía de Enel Distribución Río, de Enel Distribución Ceará y de CELG fue reducida para devolver en un mes los valores referentes a los costos de Angra III. El objetivo es revertir los efectos de la inclusión de la parcela del Encargo de Energía de Reserva (“EER”) correspondiente a la contratación de la planta de Angra III de una sola vez. Recordando que, por el proceso natural del reajuste tarifario de las distribuidoras, esos valores serían devueltos a los consumidores en 12 meses.

El procedimiento se dividió en dos etapas: en la primera, durante el mes de abril, la tarifa será reducida para revertir los valores de Angra III incluidos desde el proceso tarifario anterior y, al mismo tiempo, dejará de considerar el costo futuro del EER de esa usina. En la segunda etapa, que comienza en el 1º / 5 y permanece hasta el próximo proceso tarifario de cada distribuidora, la tarifa dejará de incluir el (i) costo futuro del EER de Angra III y (ii) para las distribuidoras que ya pasaron por el reajuste en 2017, como es el caso de Enel Distribución Río, los valores de devolución en 12 meses que ya estaban incluidos en la tarifa.

Reajuste CIEN

La resolución n° 2258 estableció los ingresos anuales permitidos (RAP) para las concesionarias de servicio público de transmisión de energía eléctrica, por la disponibilidad de las instalaciones de transmisión bajo su responsabilidad.

Los valores de CIEN son: Garabi I (RAP: R\$ 167.874.943,85 y PA ajustado: R\$ -9.581.554,75) y Garabi II (RAP: R\$ 174.388.271,81 y PA ajustado: -R\$ 9.953.306,53)

Colombia

En 1994, se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

El mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado "Bolsa de Energía", que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema, se realizan subastas de largo plazo de energía firme, dentro del esquema de "Cargo por Confiabilidad". La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Perú

Las normas principales que integran el marco regulatorio para las actividades eléctricas en Perú son:

- Ley de Concesiones Eléctricas (**DL 25.844**) y su Reglamento (DS 009-93-EM),
- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (**Ley 28.832**), y sus Reglamentos, DS N° 019-2007-EM (Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los usuarios regulados del SEIN), DS N° 027-2007-EM (Reglamento de transmisión), DS N° 052-2007-EM (Reglamento de licitación de suministro de electricidad), DS N° 022-2009-EM (Reglamento de usuarios libres de electricidad) y DS N° 026-2016-EM (Reglamento de Mercado Mayorista de Electricidad),
- Decreto Legislativo de promoción de generación con fuentes renovables no convencionales en el Perú (**DL 1.002**) y su Reglamento (DS 050-2008-EM).
- Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú (**DL 1.221**) y su Reglamento (DS 018-2016-EM).
- Decreto Legislativo que modifica diversas normas del marco normativo eléctrico del Perú (**DL 1.041**) y su Reglamento (DS 001-2010-EM).
- Decreto de Urgencia que asegura la continuidad en la prestación del servicio eléctrico (**DU 049-2008**)
- Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (**Ley 29.970**) y su Reglamento (DS 038-2013-EM),
- Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico (Ley 26.876) y su Reglamento (DS 017-98-ITINCI)
- Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería "OSINERGMIN" (Ley 26.734) y su Reglamento (DS 054-2001-EM)
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (DS 020-97-EM)
- Reglamento de Conservación del Medio Ambiente en las Actividades Eléctricas e hidrocarburos (DS 029-94-EM y DS 015-2006-EM).

La **Ley 25.844**, indica que el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa. El sistema eléctrico peruano está conformado por un solo sistema eléctrico denominado Sistema Interconectado Nacional (SINAC), además de algunos sistemas eléctricos aislados. La Compañía desarrolla sus operaciones dentro del segmento de generación de energía eléctrica y es integrante al SINAC.

De acuerdo con la Ley, la operación de las empresas de generación se sujetará a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor

aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES-SINAC administra las transferencias de potencia y de energía entre las generadoras considerando las inyecciones y retiros de contratos, y valoriza mensualmente dichas transferencias así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión y compensaciones a otras generadoras conforme a la regulación establecida por OSINERGMIN al respecto.

La Ley 28.832 tiene como sus principales objetivos i) asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente, que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento por falta de energía; y asegurar al consumidor una tarifa eléctrica competitiva; ii) reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado; y iii) propiciar competencia efectiva en el mercado de generación.

Los principales cambios introducidos por la Ley, están referidos a la participación en el mercado de corto plazo de las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes libres, incluyéndose por tanto a distribuidores y clientes libres como integrantes del COES-SINAC, modificándose la estructura de este organismo. Adicionalmente, se introdujo el mecanismo de licitaciones que deberán seguir las empresas distribuidoras de electricidad para efectos de celebrar contratos de suministro de electricidad con empresas generadoras destinados a abastecer el servicio público de electricidad y optativamente para el caso de usuarios libres.

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad, se realizará a Precios de Nivel de Generación que se calculan como el promedio ponderado de Contratos sin Licitación y Contratos resultantes de Licitaciones. Tal disposición tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras.

Mediante **Decreto Supremo N° 026-2016-EM** se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME). Entre los principales aspectos del Reglamento MME son: incorpora la definición “MME” que está conformado por el mercado de corto plazo (“MCP”) y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos de suministro; los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y, los grandes usuarios, para atender hasta por un 10% de su máxima demanda. El COES calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión, valorizará diariamente con carácter provisional las transacciones en el MME y los resultados se pondrán a disposición de los participantes en el portal web del COES. Las Rentas por Congestión se asignarán entre los Participantes conforme a lo establecido en el Procedimiento respectivo. Los participantes deberán contar con garantías de pago de sus obligaciones en el MME, además se incorporan las acciones por parte del COES ante el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un participante.

El **Decreto Legislativo 1.002**, crea un régimen promocional para fuentes de energía renovables no convencionales “RER”, además crea un mecanismo de ingresos garantizados pagado por la demanda mediante un cargo tarifario en el peaje de conexión. Tiene como objetivo es incorporar hasta el 5% de la producción de energía eléctrica mediante recursos de energía renovable y se promociona la generación RER mediante subastas.

El **Decreto Legislativo 1.221**, modifica varios artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas DL N° 25844, introduciendo principalmente los siguientes cambios en el ámbito de la distribución:

- El Ministerio de Energía y Minas determinará para cada concesionaria de distribución una Zona de Responsabilidad Técnica con la posibilidad de ampliar su actual zona de concesión asumiendo zonas rurales aledañas, cuyas obras pueden ser financiadas por el Estado y recibidas por los concesionarios con reconocimiento de costos de Operación y Mantenimiento reales auditados.
- Establece la realización de estudios y fijación de Valor Agregado de Distribución (VAD) individualmente para cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de 50,000 suministros, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.
- El reconocimiento de un cargo adicional para los proyectos de Innovación tecnológica previamente aprobados por el OSINERGMIN, equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales.
- Incentivos por mejora de calidad de servicio partiendo de la calidad real hasta alcanzar el valor meta objetivo.

Mediante **Decreto Supremo N° 018-2016-EM** se modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, las principales modificaciones son: incorpora la posibilidad de instalar suministros con medición inteligente, la propiedad de dichas instalaciones serán de la distribuidora y sus costos de inversión, O&M serán considerados en el VAD; se pre-publicarán las Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT) propuestas; los proyectos de innovación tecnológica estarán comprendidos en el VAD y se compensarán mediante un cargo por potencia.

El **Decreto Legislativo No.1041**, modifico diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (DL N° 25844) y la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832).

Mediante **Decreto Supremo N° 001-2010-EM** se reglamentó el DL 1.041, donde se modifican el marco normativo eléctrico, para el despacho de gas natural y la remuneración de potencia y energía. Adicionalmente, se crea un régimen especial remunerativo para la reserva fría que sería licitada por PROINVERSION, para evitar racionamiento

por déficit de generación. En cuanto al régimen de transmisión, finalmente se modificó la responsabilidad de pago de la base tarifaria del Sistema Garantizado de Transmisión para asignarla exclusivamente a los usuarios.

El **Decreto de Urgencia 049-2008** indicó que se fijaron criterios para efectos del despacho económico establecido en el marco regulatorio del sub-sector eléctrico. Uno de éstos es que los costos marginales de corto plazo del SEIN, se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, no debiendo ser superiores al valor límite de S./ 313,50/MWh establecido por el Ministerio de Energía y Minas en su Resolución N° 607-2008-MEM/DM. También se estableció que los retiros sin contrato que efectúen las distribuidoras del SEIN para atender a sus usuarios regulados, serán asignados por el COES a los generadores, valorizados a los precios en barra del mercado regulado, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos sus ventas de energía por contratos.

La vigencia del Decreto de Urgencia 049-2008 fue hasta 31 de diciembre de 2011. Sin embargo, su vigencia fue prorrogada por el Decreto de Urgencia 079-2010 hasta el 31 de diciembre de 2013 y luego por la Ley 30.115 hasta el 31 de diciembre de 2016. Finalmente mediante la Ley N° 30.513 se prorroga hasta el 1 de octubre del 2017.

La **Ley 29.970** extiende el mecanismo de ingresos garantizados de la Ley N° 27133 a proyectos de seguridad energética y promueve participación de empresas del Estado dichos en proyectos. Crea un sistema de compensación de costos de gas natural en el norte y sur con cargo al peaje de transmisión. Esta ley crea un mecanismo de subsidio a ser pagado por la demanda eléctrica para financiar infraestructura de gas natural (transporte, almacenamiento, respaldo y otros) y de generación con gas natural, que resulte de los procesos de planificación y adjudicación conducidos por el Estado..

Normatividad emitida el 2017:

- Mediante Ley N° 30543 del CONGRESO DE LA REPUBLICA, se promulgó la Ley que elimina el cobro de afianzamiento de seguridad energética que viene afectando el costo del servicio eléctrico y ordena la devolución de dicho importe a los usuarios del servicio energético:
 - Dejar sin efecto el cobro del Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE).
 - Dejar sin efecto la aplicación del Cargo por Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (Tarifario SISE) y la Tarifa Regulada de Seguridad (TRS).
 - Encargase al Poder Ejecutivo establecer los mecanismos para la devolución de los pagos efectuados a través de los recibos de luz, por concepto de CASE, SISE y TRS.
- Mediante Decreto Supremo N°007-2017-EM, debido a las constantes lluvias y desastres naturales que están ocurriendo en nuestro país se ha establecido medidas inmediatas a fin de garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios del Servicio Público a nivel nacional, como son la inaplicación de Normas Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos y la declaración de un periodo de 30 días de Situación Excepcional en el SEIN.
- Mediante Decreto Supremo N°008-2017-EM, se establece un régimen de autorización para la importación de energía en situación de emergencia. En el marco de situaciones de emergencia según lo dispuesto en la Decisión 757, concordado con el numeral 5.3 del Reglamento Interno para la aplicación de la Decisión 757 de la CAN, y en ausencia de otras opciones disponibles, el COES se encuentra autorizado a realizar intercambios de electricidad de emergencia para asegurar el suministro eléctrico al Servicio Público de Electricidad.
- Mediante Decreto Supremo N°019-2017-EM publicado el 07 de junio del 2017, se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM. Para las generadoras que utilicen gas natural como combustible, la información será presentada dos veces al año. La primera se realiza en la primera quincena de noviembre, vigente en el periodo 1 de diciembre hasta el 31 de mayo (del siguiente año) y la segunda se realiza en la primera quincena de mayo, estando vigente en el periodo 1 de junio hasta el 30 de noviembre (del mismo año).

Energías renovables no convencionales

- *En Brasil*, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por la Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.
- *En Colombia*, en 2014 se promulgó la Ley N° 1.715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto N° 2.469 de 2014, el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. En 2014, la CREG publicó la resolución No. 132 mediante la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas geotérmicas para acceder al Cargo por Confiabilidad. Así mismo, la CREG publicó la Resolución N° 24 de 2015, que regula la actividad de

autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la Resolución N° 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW.

Adicionalmente, la CREG expidió las resoluciones 11 y 212 de 2015, que promueven mecanismos de respuesta de la demanda. Así mismo, la autoridad regulatoria publicó la resolución 61 de 2015 para determinar la metodología para calcular la energía firme de plantas eólicas con el fin de permitir su participación en el esquema de Cargo por Confiabilidad. El Ministerio de Minas y Energía publicó en 2015 el Decreto N° 1.623, que reglamenta las políticas de expansión de cobertura, y el Decreto N° 2.143 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley N° 1.715. En 2016, la UPME publicó la Resolución N° 45, que define los procedimientos para solicitar los certificados que avalan los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (“FNCE”) y la lista de bienes y servicios exentos de arancel o de impuesto al valor agregado (“IVA”).

Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (“MADS”), publicó el 3 de agosto de 2016, la Resolución N° 1.283 de 2016, por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables (“FNCR”) y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la antes mencionada Ley N° 1.715 de 2014. De igual manera, el MADS publicó el 11 de agosto de 2016, la Resolución N° 1.312, la cual adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental.

En febrero 2017, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió a través de la Resolución N° 243 de 2016 la metodología para el cálculo de la Energía Firme de las plantas solares fotovoltaicas, necesaria para la participación de esta tecnología en las asignaciones del Cargo por Confiabilidad.

- *En Perú*, existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de Energías Renovables No Convencionales (“ERNC”) en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el OSINERGMIN, realiza subastas con cuotas diferenciadas por tecnología y con precios límites para cumplirlo.

El 12 de febrero de 2016, se llevó a cabo la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER) al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), habiéndose adjudicado a trece proyectos entre los cuales tenemos dos Centrales de Biomasa, dos Centrales Solares, tres Centrales Eólicas y seis Centrales Hidroeléctricas. Con estas centrales de generación se incorporarán 430,1 MW al SEIN. La fecha referencial de la puesta en operación comercial de los proyectos de generación RER de esta subasta deberá ser hasta el 2020. Las tarifas por MWh de adjudicación fueron; Biomasa US\$ 77, Eólica US\$ 37, Solar US\$ 48 e Hidráulica US\$ 46.

- *En Argentina*, el 21 de octubre de 2015, se publicó la nueva Ley 27.191 de Energías Renovables en la Argentina, modificando a la ley vigente Ley N° 26.190. La nueva regulación pospone para el 31 de diciembre de 2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación para el año 2025, fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La Ley 27.191, crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras; otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable; y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31 de diciembre de 2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a US\$ 113 por MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.

El Decreto N° 531/16, publicado el 30 de marzo de 2016, reglamenta a la Ley 27.191 y a la modificada Ley 26.190, en ciertas formalidades, a saber:

- Designa la autoridad de aplicación en el Ministerio de Energía y Minería (“MEyM”).
- Se habilita a generadores/comercializadores a realizar contratos con demanda igual o mayor 300 KW o con Distribuidoras que actúen en su nombre.
- CAMMESA realizará licitaciones públicas para abastecer a los consumidores con una demanda menor a 300 KW.
- Todas las compras de CAMMESA estarán garantizadas por el Fondo Fiduciario (FODER).
- El FODER se conformará por aportes del Tesoro y por un cargo específico aplicado a la demanda abastecida por CAMMESA.
- Los objetivos deberán cumplirse con energía renovables generada por instalaciones en el país.
- Para poder utilizar los beneficios fiscales se debe tener un certificado de inclusión en régimen de fomento de energía renovable expedido por la autoridad.

El MEyM, CAMMESA, y un Comité Ejecutivo, estarán a cargo de la definición de metodología de determinación de multas, cumplimiento de objetivos, uso del FODER y el pliego de licitaciones.

Las Resoluciones MEyM 71/2016 y 72/2016, ambas publicadas el 17 de mayo de 2016, continuando con la Ley 27.191 y su Decreto Reglamentario N° 531/16, dieron inicio al Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista de energía renovables con un requerimiento total de 1.000 MW bajo el denominado “Programa Renovar-Ronda 1” divididos de la siguiente manera: 600 MW Eólico; 300 MW Solar; 65 MW Biomas; 20 MW Mini-Hidro; y 15 MW Biogas.

La subasta está organizada en base a sobre cerrado con precio máximo por tecnología definido por el gobierno. CAMMESA es el comprador de la energía con precios en US\$ por MW (sin indexación) y con contratos por un plazo de 20 años.

Se presentaron 123 ofertas por un total de 6.366 MW, de las cuales calificaron 105 (42 para energía eólica por 2.870 MW, 50 para energía solar por 2.305 MW, 8 por Biomasa y Biogas por 23 MW y 5 para Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos por 11 MW). El 30 de septiembre de 2016, se realizó la apertura de las ofertas económicas quedando la mayor parte de las ofertas ubicadas por debajo del Precio Máximo de Adjudicación estipulado por el Ministerio: para la energía eólica el precio mínimo fue de 49 US\$/MWh y para la solar de 59 US\$/MWh. Finalmente, mediante la Ronda 1 del Programa RenovAr se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1.142 MW.

Posteriormente se realizó una nueva ronda del Programa (Ronda 1.5) en la que se adjudicaron 30 proyectos por un total de 1281,5 MW y un precio promedio de 54 US\$/MWh (765,4 MW eólico y 516,2 MW solar).

El Programa RenovAr (Ronda 1+ Ronda 1.5) adjudicó un total de 59 proyectos por 2.423,5 MW, con un precio ponderado de 57,44 US\$/MWh. Todos los proyectos de la Ronda 1 ya firmaron sus contratos, y posteriormente se realizará lo mismo con los contratos de la Ronda 1.5.

El 9 de junio de 2017, la Subsecretaría de Energías Renovables puso a lectura el Proyecto de Resolución de Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables, para la emisión de toda sugerencia de modificación o de inclusión a dicho proyecto de contratación bilateral.

Límites a la integración y concentración.

En general, en todos los países existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (“INDECOPI”), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

Mercado de clientes no regulados

En todos los países las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 3.000 kW o > 500 kW (1)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (2)

(1): El límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes.

(2): Se estableció en el DS 018-2016-EM que:

- La demanda de los clientes que pueden optar entre mercado regulado o libre (aquellos cuya demanda está entre 200 y 2.500 kW) se mide por cada punto de suministro.
- Los clientes regulados cuya demanda supere a 2.500 kW, permanecerán como regulados durante 1 año.
- Los clientes cuya demanda por cada punto de suministro sea mayor a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

b) Revisiones tarifarias:

Aspectos Generales

En los países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. Periódicamente, el regulador fija este valor a través de procesos de revisión de tarifas de distribución. De esta forma, la actividad de distribución es una actividad esencialmente regulada.

Argentina

En Argentina, la primera revisión de tarifas de Edesur prevista para el año 2001 fue suspendida por la autoridad por la crisis económico-financiera del país, lo que significó que las tarifas estuvieron congeladas a partir de ese año. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008, se efectuó hasta la fecha el último reajuste tarifario (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) por inflación (aplicación del mecanismo de monitoreo de costos, MMC, previsto en el Acta de Acuerdo).

En noviembre de 2012, el ENRE aprobó la Resolución N° 347, que autorizó la inclusión en la factura de un cargo fijo, diferenciado entre distintas categorías de clientes, destinado a financiar inversiones y mantenimiento correctivo a través de un fideicomiso (FOCEDE). Asimismo, en julio de 2012, el ENRE designó un veedor en Edesur, designación que sigue vigente y que no supone la pérdida de control de la compañía.

En mayo de 2013, se publicó la Resolución SE N° 250/13 que autorizó la compensación de la deuda que Edesur registra por concepto de los ingresos derivados de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) hasta febrero de 2013, con el crédito a favor que surge del reconocimiento del MMC por los períodos semestrales comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013. Adicionalmente, la Resolución instruyó a CAMMESA a emitir a favor de Edesur las denominadas Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir ("LVFVD"), por los valores excedentes de la compensación mencionada, y autorizó a CAMMESA a recibir estas liquidaciones como parte de pago de las deudas de Edesur.

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida hasta diciembre 2014, por las notas SE N° 6852, N° 4012, N°486 y N° 1136. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral ("RTI") contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de Edesur.

Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 32/2015, que entre los puntos más importantes, estableció lo siguiente: (i) aprobar un aumento transitorio para Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios; dicho aumento, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), que no se trasladará a tarifa sino que fue cubierto mediante transferencias de CAMMESA con fondos del Gobierno Nacional; (ii) considerar a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reiterar el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de

Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; e (iv) instruir a CAMMESA a emitir LVFVD por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, permite la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir. Asimismo, instruyó al E.N.R.E. a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI. Como consecuencia de la Resolución N° 32/2015, se reconocieron ingresos por Ch\$ 352.108 millones, los cuales se presentaron en el estado de resultados integrales consolidados como sigue: Ch\$ 264.987 millones por el ítem (i) clasificados como “Otros ingresos, por naturaleza” y Ch\$ 644 millones en la línea “Ingresos financieros”; Ch\$ 33.972 por el ítem (ii) clasificados como “Ingresos de actividades de la operación” (Ventas de Energía); Ch\$ 11.551 millones por el ítem (iii) clasificados como “Otros ingresos, por naturaleza”; y Ch\$ 40.953 millones por el ítem (iv) clasificados como “Otros ingresos, por naturaleza”.

Si bien la Resolución SE N° 32/2015 representó un primer paso hacia la mejora de la situación económica de Edesur, la misma prevé que las inversiones sigan siendo financiadas con endeudamiento mediante mutuos con CAMMESA, restando resolver mecanismos que permitan el repago de los saldos remanentes a favor del MEM, como así también las actualizaciones de los ingresos que contemplen los aumentos en los costos operativos. Las tarifas, por su parte, permanecen congeladas desde el año 2008.

El 16 de diciembre de 2015, mediante el Decreto N° 134/2015 el gobierno argentino declaró la emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyendo al recién creado Ministerio De Energía y Minería (MEyM) a elaborar, poner en vigencia, e implementar en el programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

En cumplimiento de estas instrucciones, el día 27 de enero de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 6/2016 la cual aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano (período febrero 2016 - abril 2017) para el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”), calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”, sincerado de los costos de la energía eléctrica, a través de una reducción en los subsidios y la creación de esquemas de precios diferenciales para los clientes residenciales que ahorren y una nueva Tarifa Social. La resolución es un paso importante hacia la reconstrucción de la cadena de pago del mercado eléctrico.

En coordinación con la anterior, el día 28 de enero de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 7 del dirigida específicamente a las distribuidoras Edesur S.A. y Edenor S.A., la cual resuelve instruir al ENRE para que efectúe, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), un ajuste del valor agregado de distribución (“VAD”) en los cuadros tarifarios de estas distribuidoras, aplicando para ello el Régimen Tarifario de Transición. Adicionalmente, instruyó dejar sin efecto el PUREE y a aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de los criterios definidos por la norma, y finalmente, a que se lleve a cabo la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de estas distribuidoras, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

Por otra parte, reflejando la intención de la nueva administración del gobierno de volver a los fundamentos de la Ley 24.065 publicada en 1992, y de lograr una normalización del sector eléctrico, con fecha 29 de enero de 2016, el ENRE emitió las resoluciones N° 1 y 2. La Resolución N°1/2016 contiene el nuevo cuadro tarifario que se debe aplicar a cada categoría de clientes a partir del 1 de febrero de 2016 según los lineamientos de la Resolución MEyM N°7/2016, así como también el cambio en el reglamento de suministro a fin de adecuarlo a la facturación mensual. Por su parte, la Resolución N°2/2016, establece la finalización del Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica (“FOCEDE”), establece un nuevo mecanismo para los fondos cobrados por la Resolución ENRE N°347 del año 2012, dejando de ser depositados los mismos en un fideicomiso para pasar a una cuenta corriente en alguna entidad bancaria reconocida por el Banco Central de la República Argentina.

Avanzando con el proceso, el día martes 5 de abril de 2016, el ENRE publicó las Resoluciones N° 54 y N° 55. La Resolución N° 54 resolvió llevar adelante el procedimiento tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la RTI de Edesur, y aprueba el pliego de bases y condiciones particulares al efecto. Por su parte, la Resolución N° 55 aprobó el programa para la RTI en el año 2016, definiendo los criterios y metodología a los que deberá sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informó los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados por Edesur, así como también la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

EL 8 de agosto de 2016, continuando con el proceso de renegociación tarifaria, el ENRE emitió la Resolución N° 463/16, la cual detalla los parámetros de calidad de servicio técnico y calidad y valores de costo de energía no suministrada requeridos para la realización de la RTI.

En forma similar, el 29 de agosto de 2016, a través de la Resolución ENRE 492/16, fueron definidos los Parámetros de Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico. La mencionada resolución contiene señales económicas hacia el cumplimiento de plazos y reducciones de tiempos de reposición del suministro.

Por otra parte, con fecha 30 de agosto de 2016, el ENRE procedió a informar que el valor de Tasa de Rentabilidad sería de 12,46% antes de Impuestos y 8,10% después de Impuestos.

Edesur hizo la entrega formal de los informes solicitados por la Resolución ENRE N° 55/16. El 1 de septiembre de 2016, en cumplimiento del cronograma establecido, los informes de Red Ideal y Plan de Inversiones Plurianuales, y el 6 de septiembre de 2016, los informes relacionados con los fundamentos y criterios de la propuesta en cuanto a (i) los costos de explotación; (ii) el requerimiento de ingresos y cálculo tarifario, (iii) la estructura tarifaria y traslado de costos a consumidores mayoristas; (iv) El mecanismo de actualización del costo propio de distribución; y (v) el resultado y modelo económico financiero.

El día 28 de septiembre de 2016, el ENRE a través de la Resolución N° 522/2016, resolvió convocar el 28 de octubre de 2016 a una Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal; ello dentro del Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las distribuidoras en dicho quinquenio.

El día 30 de diciembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución N° 626, aprobando el documento denominado "Resolución Final Audiencia Pública" con el objeto de poner en conocimiento y responder las opiniones vertidas sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar, y trasladar a consideración de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del Ministerio de Energía y Minería aquellos temas planteados en la misma, que no son competencia de dicho organismo.

Las comunicaciones resolutorias conteniendo el nuevo Cuadro Tarifario y Régimen Tarifario se realizaron durante el mes de febrero de 2017.

El 1 de febrero 2017, el ENRE publicó la Resolución N° 64, la cual cierra el proceso de la RTI y que como resultado de la misma establece la remuneración anual reconocida a EDESUR S.A. en la suma de Arg\$ 14.539.836.941 (MUS\$ 944.448).

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MEyM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1 de febrero de 2017, a un máximo de 42% con respecto al VAD actualmente vigente, debiendo completar la aplicación del remanente del valor del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la segunda, en febrero de 2018.

Además, dispuso que el ENRE debe reconocer a Edesur S.A. y a Edenor S.A., la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en 48 cuotas a partir del 1 de febrero de 2018, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha.

La nueva normativa también fija la forma de actualización de los ingresos de la distribuidora por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

Una vez establecidos los cuadros tarifarios de distribución, incluyendo la instrucción impartida por el MEyM, y lo establecido en la Resolución SEE N° 20/2017 sobre los precios estacionales con vigencia a partir de la facturación correspondiente al 1 de febrero de 2017, se encuentra superada la etapa de transición tarifaria de Edesur y el Acta Acuerdo, pasando Edesur a regirse por lo establecido en su contrato de concesión.

En cumplimiento de lo requerido por el Artículo N° 29 de la Resolución ENRE N° 64/17 (Seguimiento físico del plan de obras) el día 20 de marzo EDESUR envió una nota Ratificando el Plan de Inversiones oportunamente Informado para la RTI (en términos físicos), En la misma se indicó en la misma la posibilidad de adecuar el mismo en el futuro ante cambios en la demanda. Y la necesidad de la pronta resolución de los Pasivos y Activos a fin de facilitar el acceso a financiación para su cumplimiento.

Asimismo, conforme a la Ley de Procedimientos Administrativos, el día 20 de marzo de 2017, Edesur S.A. presentó formalmente un recurso ante el ENRE conteniendo sus cuestionamiento sobre la resolución ENRE N° 64/17, los que básicamente se centran en el tratamiento de las servidumbres, algunos criterios de optimización en la definición de la base de capital, el tratamiento dado para el reconocimiento de ciertas cargas impositivas y objeciones al régimen de calidad. Destacamos el hecho de que las observaciones y pedidos de aclaratoria presentados sean aceptadas o rechazadas por el regulador no alterarían en forma significativa el resultado de la RTI.

A la fecha de reporte de estos estados financieros, se encuentran pendiente de emisión por parte del ENRE las resoluciones reglamentarias asociadas al seguimiento y control de inversiones, de calidad de servicio técnico y comercial.

Brasil

En Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Enel Distribución Ceará cada 4 años y en Enel Distribución Río cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales ("RTO"); (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, ("IRT"); y (iii) Revisiones extraordinarias ("RTE"), cuando se produzcan eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

En septiembre de 2012, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria N° 579, uno de cuyos objetivos fue reducir algunos gravámenes y recargos especiales de la tarifa eléctrica que pagaba el cliente final, y que en adelante serían cubiertos con presupuesto estatal. En enero de 2013, la Medida Provisoria se convirtió en la Ley 12.783, la que dio origen a la realización de Revisiones Tarifarias Extraordinarias, con un promedio de reducción de un 18% en todo el país. Para Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., esta reducción tarifaria tuvo efecto desde finales de enero de 2012 hasta abril de 2013 (momento en el cual entraron en vigencia los reajustes anuales respectivos).

ANEEL finalizó en abril de 2014, el proceso de revisión periódica de tarifas de Enel Distribución Río S.A. para el período 2014-2019, con efecto retroactivo a contar del 15 de marzo de 2014.

El 1 de marzo de 2015, a través de la Resolución N° 1858/2015, Enel Distribución Ceará S.A. tuvo una revisión extraordinaria, incrementándose su tarifa un 10,28% para hacer frente a los aumentos en los cargos por concepto de la Cuenta de Desarrollo Energético) y los costos de compra de energía.

La última revisión tarifaria periódica de Enel Distribución Ceará S.A. se realizó en 2015 (la primera de nuestras empresas distribuidoras en usar la nueva metodología del cuarto ciclo tarifario) para el período 2015-2019, y ha sido aplicada desde el 22 de abril de 2015, y es provisional porque no se aprobaron las metodologías de revisión tarifaria en el tiempo. El aumento adicional promedio de las tarifas fue de 11,69%, según el aprobado en la Resolución N° 1882/2015. En 2016, se calculará la revisión final y las diferencias positivas y negativas derivadas de la aplicación de la nueva metodología se incluirán en el reajuste de 2016.

Enel Distribución Ceará S.A. empezará a usar la metodología del cuarto ciclo tarifario para su revisión tarifaria en marzo de 2019, pero en marzo de 2015 tuvo un incremento promedio anual ordinario final del 37,3% (Resolución 1869/2015), esencialmente debido a incrementos en la Parte A.

Finalmente, todavía en el ámbito del Cuarto Ciclo, se aprobó, el 17 de noviembre de 2015, el módulo 2.3 de los Procedimientos de Revisión Tarifaria, referente al cálculo de la Base de Remuneración, en el cual se crea un Banco de Precios de Referencia para valoración de algunas partidas de la base de remuneración en las siguientes revisiones tarifarias.

Con respecto a Enel Cien, la ANEEL aprobó el resultado de la primera revisión periódica, que se aplicó a contar del 1 de julio de 2015, con una disminución de un 7,49% en las tasas, según el aprobado en la Resolución N° 1.902/2015.

En Sesión de Directorio celebrada el 8 de marzo de 2016, la ANEEL homologó el reajuste tarifario de Ampla a partir del 15 de marzo de 2016. El reajuste fue un aumento promedio de 7,38% para todos los clientes de Ampla (7,15% para los consumidores de baja tensión y 7,89% para los consumidores de alta tensión).

El 12 de abril de 2016, la ANEEL a través de la Resolución N° 2061, aprobó los resultados definitivos de la cuarta revisión tarifaria periódica ("RTP") de Enel Distribución Ceará S.A., cuyos efectos fueron incluidos en el reajuste tarifario de 2016.

El 19 de abril de 2016, la ANEEL mediante la Resolución N° 2.065 estableció las tarifas de energía de Enel Distribución Ceará S.A. resultante del proceso de reajuste anual de tarifas 2016, donde el aumento medio percibido por los consumidores fue de un 12,97%.

Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP). Estos cargos incluyen el valor nuevo de remplazo de todos los activos en funcionamiento; el gasto de administración, operación y mantenimiento (AOM), así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

Los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009.

La revisión actual de los cargos de distribución regulados se inició en el año 2013 con la publicación de las bases de la metodología de remuneración propuestas por la CREG en la Resolución N° 43 de 2013. Dichas bases fueron

complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el período 2015-2019 contenidos en la Resolución CREG N° 079 de 2014.

En febrero de 2015, la CREG expidió el proyecto de Resolución N° 179 de 2014, en el cual se propuso para comentarios la metodología de remuneración de la actividad de distribución. La metodología se basa en un esquema de Ingreso Regulado determinado por una Base Regulada de Activos (“BRA”) Neta y una tasa de retorno (Por definir en resolución separada). Además, se incluye un ingreso anual por incentivos a la eficiencia en inversiones y gastos y mejora en la calidad.

Complementariamente, la Comisión de Regulación emitió la Resolución CREG N° 95 de 2015 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada (WACC) para las actividades de distribución y transmisión eléctrica, así como para la distribución y transporte de gas natural.

En marzo y noviembre de 2016, la CREG propuso dos proyectos de metodología de remuneración a través de la Resolución N° 24/2016 y Resolución N° 176/2016, en la cual se mantiene la propuesta de aplicar el valor depreciado de los activos, se establece un factor de capital remanente en función a fechas de entrada de operación e inventarios históricos y principalmente plantea un factor de mensualización de los ingresos.

En marzo de 2017, la Comisión de Regulación publicó una nueva propuesta para comentarios en la Resolución N° 019 de 2017 de remuneración de distribución. La nueva propuesta presenta algunos cambios en la metodología, en términos de remuneración de Baja Tensión, Unidades Constructivas, mayores incentivos y mejores referentes en Calidad del Servicio. Para empresas con altas pérdidas propone una considerable mejora en la remuneración. Persisten las propuestas de aplicación del factor de mensualización, exclusiones por calidad del servicio y remuneración de activos bajo la metodología de activo depreciado.

Con respecto a la fórmula tarifaria, en febrero de 2016, la CREG expidió el proyecto de Resolución N° 240B de 2015, en el cual se propone la nueva fórmula tarifaria. La metodología plantea una fórmula tarifaria con resolución horaria, la incorporación de los contratos bilaterales y los contratos de futuros, se definen reglas para el caso de usuarios no regulados sean atendidos por el comercializador incumbente y se introduce un nuevo componente, AJ, como un factor de mitigación de variaciones extraordinarias del Costo Unitario de Prestación del Servicio. Finalmente, seguimos a la espera de la Resolución definitiva de la metodología para la fórmula tarifaria aplicable a los usuarios

Perú

En Perú, se realiza un proceso para la determinación del Valor Agregado de Distribución (“VAD”) cada 4 años, utilizando la metodología de empresa modelo. En octubre de 2013, el OSINERGMIN publicó la Resolución N° 203/2013 estableciendo las tarifas de distribución de Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.) para el período noviembre 2013 a octubre 2017, las mismas que mediante Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM publicada en diciembre de 2016, han sido prorrogadas hasta el 31 de octubre de 2018.

6. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS

6.1.- Proceso de reorganización societaria.

I. Antecedentes Generales

Con fecha 28 de Abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS mediante un hecho esencial que el Directorio de la compañía resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar un análisis de reorganización societaria (“reorganización”) tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile, cuyo objetivo es resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivan de su compleja estructura societaria existente a esa fecha y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel SpA.

La fase de “División” del proceso de reorganización se llevó a cabo como sigue:

La reorganización comenzó con la división de Enersis, y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”) y Chilectra S.A. (“Chilectra”).

Endesa Chile y Chilectra realizaron las divisiones de sus negocios fuera de Chile y sus activos y pasivos relacionados, resultando en la creación de Chilectra Américas S.A. (“Chilectra Américas”) como una nueva sociedad de la división de Chilectra y la creación de Endesa Américas S.A. (“Endesa Américas”) como una nueva sociedad de la división de Endesa Chile. A estas dos nuevas se les asignaron las participaciones (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú) y los correspondientes activos y pasivos de los negocios fuera de Chile de Chilectra y Endesa Chile. Después de las divisiones, cada una de las sociedades continuadora, Endesa Chile y Chilectra, retuvieron las participaciones y los correspondientes activos y pasivos de los negocios que actualmente desarrollan en Chile.

Siguiendo las divisiones de Endesa Chile y Chilectra, Enersis realizó la división de sus negocios en Chile y los correspondientes activos y pasivos, resultando en la creación de una nueva sociedad denominada Enersis Chile S.A., (“Enersis Chile”), a la cual le fueron asignados las participaciones y correspondientes activos y pasivos de los negocios de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones en Endesa Chile y Chilectra (después de las divisiones de estas sociedades como se describió previamente). Después de la división, la sociedad continuadora de la división, Enersis cuyo nombre fue modificado a “Enersis Américas S.A.”, se le asignaron las participaciones e inversiones en las sociedades Endesa Américas y Chilectra Américas, y eventuales pasivos que se asignarían al negocio escindido.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis, Endesa Chile y Chilectra. De esta manera, la nueva sociedad Enersis Chile es la sociedad holding del negocio chileno radicado en Endesa Chile y Chilectra, y la sociedad continuadora Enersis Américas conservó la calidad de sociedad holding del negocio internacional comprendiendo la participación en Endesa Américas y Chilectra Américas.

El 4 de octubre de 2016, las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Chile, Endesa Chile y Chilectra aprobaron el cambio de razón social de estas sociedades por Enel Chile S.A., Enel Generación Chile S.A. y Enel Distribución Chile S.A., respectivamente. El cambio de nombre se concretó finalmente el 18 de octubre de 2016, a través de la modificación de los estatutos de cada una de estas sociedades.

La fase de “Fusión” del proceso de reorganización se llevó a cabo como sigue:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora, bajo el nuevo nombre de “Enel Américas”. Con fecha 1 de diciembre de 2016, se materializó la Fusión, incorporándose en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolvieron de pleno derecho sin necesidad de liquidación.

Enel Américas continuará transando sus acciones públicamente en las Bolsas de Valores en Chile y sus ADS en la Bolsa de Valores de Nueva York (“NYSE”). En la fusión, las acciones y ADS de Endesa Américas y las acciones de Chilectra Américas fueron convertidas en acciones y ADS de Enersis Américas, como fuere aplicable, y Endesa Américas y Chilectra Américas dejaron de transar en las Bolsas de Valores en Chile y Endesa Américas dejó de transar en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Para información detallada con respecto al proceso de fusión y sus efectos en el capital emitido y otros ítems de patrimonio referirse a Nota 25.1.1.

II. Aspectos Contables

Al 31 de diciembre de 2015, habiéndose cumplido los requisitos establecidos en la NIIF 5 “Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuadas”, se realizaron los siguientes registros contables:

(i) Activos y pasivos

Todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación y distribución en Chile fueron considerados como “Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios”, o como “Pasivos no corrientes o grupo de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta, según corresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la nota 4.j.

A continuación se presentan los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios al 1 de marzo de 2016, fecha en que se materializó la división de Enersis Américas, y al 1 de enero de 2016:

	01-03-2016 MU\$	01-01-2016 MU\$
ACTIVOS		
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo	240.517	203.140
Otros activos financieros corrientes	849	22.971
Otros activos no financieros corriente	8.687	5.611
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	871.247	839.761
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	48.967	33.248
Inventarios	64.028	60.010
Activos por impuestos corrientes	41.178	28.594
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	1.275.473	1.193.335
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Otros activos financieros no corrientes	37.560	30.628
Otros activos no financieros no corrientes	8.411	6.717
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	21.735	20.266
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	48.965	64.375
Activos intangibles distintos de la plusvalía	63.293	60.380
Plusvalía	1.325.314	1.249.377
Propiedades, planta y equipo	5.145.674	4.828.726
Propiedad de inversión	12.178	11.478
Activos por impuestos diferidos	32.134	31.530
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	6.695.264	6.303.477
TOTAL DE ACTIVOS	7.970.737	7.496.812
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros corrientes	40.923	39.318
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	765.735	781.396
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	89.457	77.784
Otras provisiones corrientes	13.841	22.994
Pasivos por impuestos corrientes	30.850	21.291
Otros pasivos no financieros corrientes	13.695	8.618
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	954.501	951.401
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros no corrientes	1.352.395	1.291.537
Otras cuentas por pagar no corrientes	7.294	8.497
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	376	137
Otras provisiones no corrientes	83.822	79.019
Pasivo por impuestos diferidos	355.845	331.054
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	83.196	77.480
Otros pasivos no financieros no corrientes	651	613
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.883.579	1.788.337
TOTAL PASIVOS	2.838.080	2.739.738

(ii) Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

Los saldos acumulados en reservas por otros resultados integrales, asociadas a los activos y pasivos mantenidos para distribución a los propietarios, fueron los siguientes:

Reservas generadas por	01-03-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión	(17.187)	19.155
Coberturas de flujo de caja	190.388	(203.776)
Remediación de activos disponibles para la venta	(25)	25
Otras reservas	934	13.082
Total	174.110	(171.514)

(iii) Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución en Chile, objeto de distribución a los propietarios, generados hasta la fecha de materialización de la división de Enersis Américas fueron considerados como operaciones discontinuadas y se presentan en el rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidado.

A continuación se presenta el desglose por naturaleza del rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas" al 29 de febrero de 2016:

ESTADO DE RESULTADOS Ganancia (pérdida)	29-02-2016 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	584.442
Otros ingresos, por naturaleza	3.716
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	588.158
Materias primas y consumibles utilizados	(343.390)
Margen de Contribución	244.768
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.885
Gastos por beneficios a los empleados	(23.358)
Gasto por depreciación y amortización	-
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.406)
Otros gastos por naturaleza	(24.072)
Resultado de Explotación	200.817
Otras ganancias (pérdidas)	-
Ingresos financieros	3.719
Costos financieros	(12.502)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.877
Diferencias de cambio	(31)
Resultado por unidades de reajuste	388
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	194.268
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(27.224)
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	167.044
Ganancia (Pérdida) operaciones discontinuadas atribuibles a:	
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	112.996
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	54.048
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	167.044

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 33 "Información por segmento".

A continuación se presenta el desglose por naturaleza de los resultados integrales totales procedentes de operaciones discontinuadas” al 29 de febrero de 2016, dichos resultados forman parte de los Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza por el período terminado el 31 de marzo de 2016:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	29-02-2016 MUS\$
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	167.044
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos	
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos	
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	(2.721)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	-
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(20.055)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	18.358
Total Otro Resultado Integral de Operaciones Discontinuadas	(4.418)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	162.626
Resultado integral de operaciones discontinuadas atribuible a:	
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	110.354
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	52.272
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	162.626

(iv) Flujos de efectivo

A continuación se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de operación, inversión y financiación atribuibles a las Operaciones discontinuadas al 29 de febrero de 2016:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS	29-02-2016 MUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	220.536
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(66.947)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(127.966)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	25.623
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	11.636
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	37.259
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	203.140
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	240.399

7. COMBINACIONES DE NEGOCIOS

7.1 FUSIÓN POR ABSORCIÓN ENTRE CODENSA S.A. Y DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. (DECSA) Y EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. (EEC)

El 1 de octubre de 2016, se materializó la fusión entre nuestra filial colombiana Codensa S.A. (“Codensa”) y sus filiales Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (“DECSA”) y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (“EEC”).

DECSA, incorporada en 2009 como un negocio conjunto entre nuestra filial Codensa (con un 49% de propiedad accionaria) y Empresa Eléctrica de Bogotá (con un 51% de propiedad accionaria), era a su vez la matriz de EEC (con un 82,34% de propiedad accionaria) la empresa distribuidora de energía de la región de Cundinamarca.

En virtud de la fusión, Codensa absorbió por incorporación a DECSA y EEC, a través de un intercambio de acciones sin aportes monetarios, disolviéndose estas últimas, sin liquidarse. El número total de acciones emitidas por Codensa fue de 1.668.377 acciones por un monto total de MUS\$ 34.939 (MCol \$ 105.532.468).

En consecuencia, el Grupo alcanzó a través de su filial Codensa, el control de DECSA y EEC. Previo a la fusión, DECSA era considerada un negocio conjunto contabilizado usando el método de la participación.

La fusión de DECSA y EEC en Codensa fue registrada siguiendo los criterios de contabilización de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, detallados en la nota 2.7.1.

En lo operativo esta transacción generará sinergias y mayores economías de escala bajo la sociedad fusionada, resultando en un mejoramiento de la operación actual con mayor confiabilidad y mejor calidad del servicio, al igual que una expansión más coordinada y organizada de las redes de distribución en la región, consolidando una estructura más efectiva y competitiva frente a los retos del sector.

Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2016, se estima que para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2016, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en MUS\$ 97.603 y la ganancia consolidada antes de impuesto se habría incrementado en MUS\$ 3.620. Previo a la fusión Codensa y EEC eran consideradas dos UGEs independientes, sin embargo durante este proceso se solicitó ante la entidad regulatoria correspondiente la “Integración de mercados”, con lo cual ambos negocios se convirtieron en un solo mercado atendido por Codensa fusionada y para el cual rige una misma tarifa.

La moneda funcional de las entidades adquiridas es el Peso Colombiano (\$ Col). Enel Américas ha convertido los efectos iniciales de la combinación de negocios a su moneda de presentación usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la adquisición. Al cierre de cada período de reporte los estados financieros de Codensa son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

a) Contraprestación transferida

La contraprestación transferida corresponde a los instrumentos de patrimonio emitidos por Codensa que fueron entregados a los otros accionistas de DECSA y EEC, considerando la siguiente relación de intercambio de acciones:

Número de acciones previo a la fusión	132.093.274
Número de acciones nuevas emitidas	1.668.377
Número de acciones posterior a la fusión	133.761.651
Porcentaje de incremento accionario	1,247%
	MUS\$
Valor razonable de Codensa (1)	2.801.355
Valor razonable de la contraprestacion transferida	34.939

- (1) El valor razonable de Codensa fue obtenido mediante un “fairness opinion” efectuado por la banca de inversión de Banco BBVA de Colombia, ajustado en los dividendos del 1 de septiembre al 31 de diciembre de 2014 cuyo pago fue previsto para el 2016.

b) Costos relacionados con la adquisición

Codensa incurrió en costos de MUS\$ 356 relacionados con la fusión, por concepto de honorarios de asesoría financiera. Estos costos fueron reconocidos en el rubro “Otros gastos por naturaleza” del estado de resultados integrales consolidado por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016.

c) Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición

A continuación se resumen los valores razonables reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición:

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable MUS\$
Efectivo y equivalentes de efectivo	9.153
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar (1)	19.046
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	2.244
Inventarios	2.403
Propiedades, planta y equipo	139.679
Activos intangibles distintos de la plusvalía	615
Otros activos no financieros	991
Activos por impuestos corrientes	5.239
Activo por impuestos diferidos	26.383
Otros pasivos financieros	(42.547)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(19.328)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	(1.588)
Provisiones por beneficios a los empleados	(30.703)
Otras provisiones (2)	(12.136)
Pasivos por impuestos corrientes	(4.465)
Pasivo por impuesto diferido	(24.450)
Total	70.536

- (1) El monto bruto de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar es de MUS\$ 19.796, de los cuales se estima que MUS\$ 434 sean incobrables.
- (2) En la fecha de adquisición, se ha identificado una provisión por pasivos contingentes con un valor razonable de MUS\$ 6.569, originada por contingencias legales y tributarias.

Considerando la naturaleza del negocio y activos de DECSA y EEC, la medición del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos fue realizada utilizando los siguientes enfoques de valoración:

- i.- enfoque de mercado mediante el método de comparación, tomando como base los precios de mercado cotizados para elementos idénticos o comparables cuando estos están disponibles.
- ii.- enfoque del costo, o costo de reposición depreciado, el cual refleja los ajustes relacionados con el deterioro físico así como también la obsolescencia funcional y económica.
- iii.- enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración que convierten montos futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un monto presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos montos futuros.

Conciliación de valores

Los valores razonables surgieron finalmente como consecuencia de una evaluación y conciliación de los resultados de los métodos seleccionados, en base a la naturaleza de cada uno de los activos adquiridos y pasivos asumidos.

d) Compra en condiciones ventajosas

La combinación de negocios originó un resultado por compra en condiciones ventajosas originado porque el valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos excedió el total del valor razonable de la consideración transferida y el valor razonable de la participación pre-existente.

	MUS\$
Contraprestación transferida	34.939
Valor razonable de participación pre-existente	28.283
Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables	(69.838)
Ganancia reconocida en transacción de adquisición en condición muy ventajosa	(6.616)

La ganancia reconocida por la compra en condiciones ventajosas fue reconocida en "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales consolidado por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016.

e) Remediación de participación pre-existente y diferencias de cambio por conversión

La remediación del valor razonable de la participación pre-existente que Codensa tenía sobre DECSA y EEC, resultó en una pérdida de MUS\$ 17.091. Este monto corresponde a la diferencia negativa que surge de comparar el valor razonable de la participación pre-existente en DECSA y EEC con su valor en libros.

Por otra parte, las diferencias de cambio por conversión de la participación pre-existente, acumuladas en el patrimonio de Enel Américas hasta la fecha de toma de control, fueron reclasificadas al resultado del período, generando una pérdida de MUS\$ 3.633.

Ambos montos fueron registrados en el rubro "otras ganancias (pérdidas)" del estado de resultados integrales consolidado en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016.

7.2 ADQUISICIÓN DE CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.

Con fecha 14 de febrero de 2017, nuestra filial Enel Brasil S.A., obtuvo las autorizaciones pertinentes por parte de la autoridad antitrust, el Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE") y del regulador sectorial, la Agência antimonopólicia de Energía Eléctrica (ANEEL) y, en consecuencia se ha procedido a la firma del respectivo contrato de compraventa por el 99,88% del capital social de Celg Distribuição S.A. ("CELG"), por un monto total de R\$ 2.269 millones (aproximadamente US\$ 730 millones). Establecida en 1956 y con sus oficinas principales en Goiania, CELG opera en un territorio que cubre más de 337 mil kilómetros cuadrados, con una concesión vigente hasta el año 2045 y una base de 2.828.459 de clientes.

La compra de CELG se financió completamente con fondos recaudados en el aumento de capital de Enel Américas aprobado a fines de 2012. Esta adquisición aumenta la base de clientes de Enel Brasil de 6.989.209 a 9.817.668, lo que incrementa el número de clientes del Grupo Enel a nivel mundial, a aproximadamente 65 millones.

La moneda funcional de CELG es el Real Brasileño (R\$). Enel Américas ha convertido los efectos iniciales de la combinación de negocios a su moneda de presentación usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la adquisición. Al cierre de cada período de reporte los estados financieros de CELG son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

A partir de la fecha de adquisición, CELG contribuyó ingresos de actividades ordinarias por MUS\$ 638.967 y pérdida antes de impuestos por MUS\$ 56.374 a los resultados de Enel Américas para el período terminado el 31 de marzo de 2017. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2017, se estima que para el ejercicio finalizado al 30 de junio de 2017, los ingresos de actividades ordinarias consolidados se habrían incrementado en MUS\$ 748.437 y la ganancia consolidada antes de impuesto habría disminuido en MUS\$ 44.056.

a) Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable provisional MR\$	Valor razonable provisional (*) MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.643	9.538
Otros activos no financieros corrientes	198.054	63.727
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	996.849	320.750
Inventarios	24.618	7.921
Activos por impuestos corrientes	2.173	699
Otros activos financieros no corrientes	89.514	28.802
Otros activos no financieros no corrientes	734.979	236.490
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	204.480	65.794
Activos intangibles distintos de la plusvalía	5.670.670	1.824.617
Propiedades, planta y equipo	42.998	13.835
Activos por impuestos diferidos	76.425	24.591
Otros pasivos financieros corrientes	(480.165)	(154.500)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(1.749.500)	(562.926)
Otras provisiones corrientes	(33.965)	(10.929)
Otros pasivos financieros no corrientes	(562.823)	(181.096)
Otras cuentas por pagar no corrientes	(1.563.228)	(502.990)
Otras provisiones no corrientes	(676.168)	(217.566)
Pasivo por impuestos diferidos	(462.385)	(148.779)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(273.502)	(88.003)
Total	2.268.667	729.975

(*) La consideración de compra ha sido asignada de manera provisional basado en las estimaciones de la administración. La Sociedad está en proceso de realizar la determinación final del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos. La finalización de la asignación del precio de compra podría generar ciertos ajustes a los montos asignados presentados en la tabla anterior.

b) Determinación de la plusvalía

	MR\$	MUS\$
Contraprestación transferida en efectivo	2.268.667	729.975
(-) Valor neto activos adquiridos y pasivos asumidos	(2.268.667)	(729.975)
Monto provisional plusvalía comprada	-	-

c) A continuación se muestran los montos pagados para obtener el control de CELG:

Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de CELG	MUS\$
Importes por la adquisición pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	(729.975)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en la entidad adquirida	9.573
Total neto	(720.402)

8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

- a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Efectivo en caja	2.356	2.055	10.868
Saldos en bancos	392.054	618.107	273.816
Depósitos a corto plazo	772.584	1.741.986	808.247
Otros instrumentos de renta fija	105.264	327.308	575.937
Total	1.272.258	2.689.456	1.668.868

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

- b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y efectivo equivalente, es el siguiente:

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo	Moneda	Saldo al		
		30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	-	946.734	1.176.452
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Argentinos	162.821	214.806	63.202
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Colombianos	162.885	410.744	220.699
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Real Brasileño	267.197	297.395	128.428
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Nuevo Sol Peruano	111.261	151.841	48.932
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	US\$	568.094	667.936	31.155
Total	Total	1.272.258	2.689.456	1.668.868

- c) A continuación se presenta la conciliación de efectivo y equivalente al efectivo presentados en el estado de situación con el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de flujo de efectivo, al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

	Saldo al		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.272.258	2.689.456	1.668.868
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	-	-	203.140
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.272.258	2.689.456	1.872.008

(*) Ver nota 6.1.II.i).

- d) A continuación se muestran los montos recibidos por la venta de participación de filiales:

Pérdida de control en subsidiarias	Saldo al		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Importe recibido por la venta de subsidiarias	-	-	35.203
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades vendidas	-	-	(25.854)
Total neto	-	-	9.350

- e) Otras salidas de efectivo clasificadas como actividades de financiación:

Otros pagos de actividades de financiación	Por los períodos terminados	
	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$
Efectivo y efectivos equivalentes transferidos a Enel Chile (1)	-	(233.625)
Otros pagos de actividades de financiación	(55)	(54.667)
Total otros pagos de actividades de financiación	(55)	(288.292)

- (1) Como consecuencia de la materialización de la división de Enel Américas (ver nota 6.1), con fecha 1 de marzo de 2016, se distribuyeron saldos de efectivo y efectivo equivalente al Grupo Enel Chile.

- f) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en “Otros pagos por actividades de operación” incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo:

Otros pagos por actividades de operación	Por los períodos terminados	
	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$
Pagos por otros impuestos (VAT, ICMS, PIS/COFINS, impuesto a las ventas, impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(985.455)	(604.932)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(269.082)	(258.307)
Pagos por la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) (3)	(256.374)	(122.189)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(288.909)	(179.362)
Total otros pagos por actividades de operación	(1.799.820)	(1.164.790)

- (1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:

- ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS\$ 699.966 y MUS\$ 433.476 por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el “Programa de Integração Social” (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el “Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social” (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS\$ 185.985 y MUS\$ 112.185 por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$ 47.661 y MUS\$ 45.538 por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, respectivamente.

- (2) Nuestra filial Colombiana Codensa, firmó un acuerdo con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Codensa. En virtud de este acuerdo, Codensa administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Codensa emite mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como “Otros cobros de actividades de la operación”.

- (3) En Brasil, la Ley 10,438/2002 creó la “Conta de Desenvolvimento Energético” (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.

- (4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

- g) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento del Grupo al 30 de junio de 2017, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo. Los pasivos que se originan por actividades de financiamiento son aquellos para los cuales flujos de efectivo fueron, o flujos de efectivo serán, clasificados en el estado de flujos de efectivo como flujos de efectivo de actividades de financiación:

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 1/1/2017 (1) MUS\$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo				Saldo al 30/06/2017 (1) MUS\$
		Provenientes MUS\$	Utilizados MUS\$	Intereses Pagados MUS\$	Total MUS\$	Adquisición de filiales MUS\$	Diferencias de cambio MUS\$	Costos financieros (2) MUS\$	Nuevos arrendamientos financieros MUS\$	
Préstamos bancarios (Nota 19.1)	964.845	129.235	(224.153)	(70.197)	(165.115)	76.696	(1.045)	60.215	-	935.596
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 19.1)	3.154.734	215.551	(300.168)	(136.087)	(220.704)	-	(11.749)	117.018	-	3.039.299
Arrendamiento financiero (Nota 19.1)	125.190	-	(29.069)	-	(29.069)	-	(338)	772	15.625	112.180
Otros préstamos (Nota 19.1)	63.001	-	(2.819)	(3.901)	(6.720)	240.298	(3.524)	19.429	-	312.484
Total	4.307.770	344.786	(556.209)	(210.185)	(421.608)	316.994	(16.656)	197.434	15.625	4.399.559

- (1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente.
 (2) Corresponde al devengamiento de intereses.
 (3) El agregado de los flujos de efectivo utilizados por préstamos bancarios, obligaciones con el público no garantizadas y otros préstamos corresponde al monto total de pagos de préstamos por MUS\$527.139 en el estado de flujos de efectivo.

9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de otros activos financieros al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es la siguiente:

Otros activos financieros (*)	Saldo al					
	Corrientes			No corrientes		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	-	1.221	1.907	868
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (2)	-	-	-	1.112.074	1.026.870	687.019
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (1)	48.784	37.642	38.295	53	54	56
Instrumentos derivados de cobertura	2.905	259	1.651	3.178	-	1.378
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (1)	49.933	65.753	49.943	-	479	-
Instrumentos derivados de no cobertura	4.024	32.602	6.234	-	-	-
Total	105.646	136.256	96.123	1.116.526	1.029.310	689.321

(*) ver nota 21.1.a

- (1) Los montos incluidos en inversiones mantenidas hasta el vencimiento y activos financieros a valor razonable con cambios en resultado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 4.f.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).
- (2) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.. Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el período de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando a partir de entonces a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como activos financieros disponibles para la venta (ver nota 4.f).

10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al					
	Corrientes			No Corrientes		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	2.314.935	1.806.551	1.681.848	611.651	557.898	561.417
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.925.770	1.492.862	1.210.566	127.914	115.564	115.854
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	389.165	313.689	471.282	483.737	442.334	445.563

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al					
	Corrientes			No Corrientes		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	1.913.021	1.538.858	1.532.234	611.651	537.212	561.417
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.527.045	1.229.445	1.062.537	127.914	94.878	115.854
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	385.976	309.413	469.697	483.737	442.334	445.563

(1) Incluye principalmente al 30 de junio de 2017, cuentas por cobrar al personal por MUS\$ 27.699 (MUS\$ 21.113 y MUS\$ 19.828 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente); impuestos por recuperar (IVA) por MUS\$ 78.193 (MUS\$ 68.372 y MUS\$ 87.940 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente); cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A. como consecuencia de la firma en diciembre de 2014 del addendum en los contratos de concesión en donde se reconoce como compensables determinados costos incurridos por las compañías distribuidoras a recuperar y/o compensar en períodos tarifarios posteriores por MUS\$ 67.478 (MUS\$ 27.733 y MUS\$ 212.345 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente), las cuales se encuentran garantizadas por el estado brasileño; cuentas por cobrar por MUS\$ 222.274 (MUS\$ 184.183 y MUS\$ 118.002 al 31 de diciembre de 2016 y 1

de enero de 2016, respectivamente) a consumidores de “baja renta” (bajos ingresos) a los cuales se les realiza un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de “baja renta”, donde el Estado brasileño compensa a nuestras filiales Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A. ese descuento a título de subsidio estatal; cuentas por cobrar relacionadas con proyecto VOSA en Argentina por MUS\$ 334.040 (MUS\$ 347.670 y MUS\$334.326 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 11.1.

b) Al 30 junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Con antigüedad menor de tres meses	406.530	239.540	166.013
Con antigüedad entre tres y seis meses	37.673	28.511	36.306
Con antigüedad entre seis y doce meses	28.837	25.941	39.738
Con antigüedad mayor a doce meses	21.803	23.890	9.906
Total	494.843	317.882	251.963

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente MUS\$
Saldo al 1 de enero de 2016	149.614
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	131.252
Montos castigados	(76.468)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	75.593
Otros movimientos	8.389
Saldo al 31 de diciembre de 2016	288.380
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	80.335
Montos castigados	(35.389)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(5.968)
Otros movimientos	74.556
Saldo al 30 de junio de 2017	401.914

(*) Ver Nota 29. Pérdidas por deterioro de activos financieros.

El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales de Enel Américas ascendió a MUS\$ 80.335 y MUS\$ 36.792 durante los períodos terminados al 30 de junio de 2017 y 2016, respectivamente (Ver Nota 29).

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil, 12 meses en Colombia y Perú y 24 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 4.f.3 y 20.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 6.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 6.1.

11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones con entidades relacionadas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

La controladora de Enel Américas es la sociedad italiana Enel S.p.A.

11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la sociedad y sus entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al					
							Corriente			No corriente		
							30-06-2017 MUS	31-12-2016 MUSS	01-01-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	01-01-2016 MUSS
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	19	19	18	-	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Más de 90 días	-	-	40	-	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	-	-	8	-	-	-
Extranjero	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	116	20	43	-	-	-
Extranjero	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	192	93	162	-	-	-
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	48	48	59	319	360	501
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	41.474	-	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	25	22	5	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.622	1.327	1.311	-	-	-
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Ventas de energía	Menos de 90 días	-	-	779	-	-	-
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	305	-	-	-
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	51	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	9	6	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	3	22	-	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1	-	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	97	96	-	-	-	-
76.014-570-K	GasAtacama Chile S.A.	Chile	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	127	128	-	-	-	-
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano	Argentina	Matriz común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	567	-	-	-	-	-
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano	Argentina	Matriz común	\$ Arg	Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días	170	-	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.372	129	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	17	1.307	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	3	-	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	141	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	92	54	205	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	612	328	165	-	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	1	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	157	55	1	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	-	-	-	458	-	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	630	40	1	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	-	-	-	332	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	175	85	1	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	-	-	-	703	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	183	57	1	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	-	-	-	471	-	-
Extranjero	Enel Green Power Primavera Eólica	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power SAO Judas Eólica	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Tacacó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	115	27	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Tacacó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	163	67	1	551	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	216	70	1	219	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	-	-	-	584	-	-
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos SA	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	112	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Sur Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	2	-	-	-	-	-
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	22	-	-	-
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	40	34	-	-	-	-
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	32	10	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Colombia	Colombia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	23	27	1.377	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Participações Ltda	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	36	37	30	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Manicoba	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	1	1	1	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Esperança	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	1	1	1	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Damascena	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	1	1	1	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	9	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	293	-	-	-
Total							7.019	45.620	5.023	3.637	360	501

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al					
							Corriente			No corriente		
							30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Extranjero	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	66	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	88.919	41.762	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	365	400	425	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	244	1.818	584	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	22	541	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	-	68	-	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	26	31	245	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	175	232	-	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	-	82.935	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	138	58	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-	-	-
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	189	264	227	-	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	103	49	-	-	-	-
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	37	40	-	-	-
Extranjero	Enel Distribuzione	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	187	1.181	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribuzione	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	2.041	2.726	273	-	-	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	3.010	1.320	-	-	-	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	381	592	-	-	-	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	3.251	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	879	591	260	-	-	-
Extranjero	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	371	-	-	-	-
Extranjero	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	5.337	2.131	-	-	-
Extranjero	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	55	272	-	-	-
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compras de energía	Menos de 90 días	-	-	1.580	-	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	59	107	104	-	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	805	660	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	331	1.333	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	66	41	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	75	36	-	-	-	-
96.806.130-5	E.E. de Colina Ltda.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	468	5.732	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	235	955	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	45	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	2.709	511	-	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.126	2.483	-	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	585	265	-	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	601	597	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días	-	776	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.019	727	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	55	54	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	20	-	-	-	-
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	15	-	-	-	-
Extranjero	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	236	152	-	-	-	-
Extranjero	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	784	521	-	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	16.935	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	33.486	25.470	4.001	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.919	4.056	13	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.382	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	508	837	83	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	512	387	215	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	515	415	156	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	532	539	331	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	384	380	222	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	509	455	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Tacacó	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	380	282	101	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	547	401	259	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	1.096	506	276	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Quatara	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	90	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Paranapanema	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	48	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Salto Apicacas	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	506	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	267	229	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cabeça de Boi	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	310	311	-	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	3.088	6.072	-	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	8.446	5.648	116	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	187	63	-	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	359	69	-	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	229	129	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	485	490	403	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Brasil	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	27	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	32	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	50	33	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	364	291	91	-	-	-
Total							77.310	166.854	154.750	-	-	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Por los ejercicios terminados	
					30-06-2017 MUSD	30-06-2016 MUSD
Extranjero	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	43	35
Extranjero	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	-	(75)
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Consumo de combustible	-	(16.654)
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(38)	(40)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de gas	-	(19.884)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Transporte de gas	-	(12.948)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros ingresos financieros	-	2
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Ventas de energía	-	645
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes	-	(219)
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	-	(54)
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.441)	(1.222)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Compras de energía	-	(2.153)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Peajes	-	(62)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	87
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	191
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(279)	(345)
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Otros ingresos de explotación	4	3
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes	-	(1.285)
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de combustible	-	254
Extranjero	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	135	108
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	9
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(1)	(656)
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Ventas de energía	-	5.569
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	-	2.149
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes	-	(1.220)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	Chile	Negocio Conjunto	Peajes	-	(357)
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(100)	(92)
Extranjero	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz común	Otros ingresos de explotación	-	70
Extranjero	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(294)	(227)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Compras de energía	-	(1.186)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Peajes	-	(59)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	52
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	51
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz común	Compras de energía	-	(4.076)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	202
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(6.590)	(11.691)
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros ingresos de explotación	300	76
Extranjero	Enel Italia	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(4.024)	(153)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz común	Compras de energía	-	(6.358)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	37
Extranjero	Quatiara Energía S.A.	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(632)	-
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	4	3
Extranjero	Enel Green Power SAO Judas Eólica	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	5	4
Extranjero	Enel Green Power Primavera Eólica	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	4	3
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(3.042)	(1.270)
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	5	4
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Venta de Energía	1.193	287
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(3.204)	(944)
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	5	4
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	1.066	208
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(3.768)	(1.543)
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	5	4
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	1.538	362
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerónimo Eólico	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(3.142)	(1.451)
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerónimo Eólico	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	5	5
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerónimo Eólico	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	1.261	333
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(2.398)	(575)
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	3	2
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	877	134
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(2.920)	(1.728)
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	5	6
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	1.382	443
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(2.176)	(1.159)
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	5	4
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	1.002	295
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(2.119)	(170)
Extranjero	Energia Nuova Energia Limpia Mexico S.R.L.	Mexico	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	33	6
Extranjero	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(80)	(101)
Extranjero	Enel Green Power Damascena S.A.	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	7	6
Extranjero	Enel Green Power Esperança S.A.	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	7	5
Extranjero	Enel Green Power Mangatuba S.A.	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	7	6
Extranjero	Enel Solucoes Energeticas Ltda	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	1	-
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(3.678)	(2.353)
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	701	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Materiales	-	5.106
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(84)	(84)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos financieros	-	39
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	(10)
96.806.130-5	E.E. de Colina Ltda.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	1
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos financieros	-	1.000
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	194
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(58)	(339)
96.783.220-0	Pehuenche S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	6
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(337)
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	8
76.003.204-3	Eolica Canela	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	1
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	193
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(2.526)	(1.444)
76.788.080-4	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	10
76.788.080-4	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(274)	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos financieros	431	(461)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	9	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	3.846
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.786)	(1.585)
Extranjero	Yacylec	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	7	8
Extranjero	Yacylec	Argentina	Asociada	Otros gastos financieros	(66)	(61)
Extranjero	Enel Green Power Parapanema S.A	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(657)	(144)
Extranjero	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	19	-
Extranjero	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(25)
Extranjero	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(107)	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	58
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz común	Compras de energía	-	(147)
Extranjero	Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(2.007)	-
Extranjero	Enel Green Power Salto Apiacãs SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(3.093)	-
Extranjero	Enel Green Power Iruverava Norte Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	3	-
Extranjero	Enel Green Power Iruverava Sur Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	2	-
Extranjero	Enel Green Power Iruverava Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	2	-
Extranjero	Enel Energia	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	60	-
Extranjero	Enel Green Power Fazenda SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.576)	-
Total					(42.024)	(74.833)

(*) Por el período terminado el 30 de junio de 2016, los efectos en resultados de las transacciones con estas compañías en Chile han sido clasificados como operaciones discontinuadas en el estado de resultados integrales (ver Nota 6.1).

Los traspasos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones de mercado. Las cuentas por cobrar y pagar originadas por este concepto son esencialmente a 30 días, renovables automáticamente por ejercicios iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

11.2 Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Américas es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 30 de junio de 2017, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2016, el cual quedó conformado por las siguientes personas:

Sr. Francisco de Borja Acha Besga
 Sr. José Antonio Vargas Lleras
 Sr. Livio Gallo
 Sr. Enrico Viale
 Sr. Hernán Somerville Senn
 Sr. Patricio Gómez Sabaini
 Sr. Domingo Cruzat Amunátegui

En sesión de Directorio del 29 de abril de 2016, fueron elegidos como Presidente del Directorio, don Francisco de Borja Acha Besga, como Vicepresidente del Directorio, don José Antonio Vargas Lleras, y como Secretario del Directorio, don Domingo Cruzat Amunátegui.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores independientes señores Hernan Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. El Presidente y Secretario del Comité de Directores designados fueron don Hernan Somerville Senn y don Domingo Cruzat Amunátegui, respectivamente.

El Directorio designó como Experto Financiero del Comité de Directores de Enel Américas S.A., a don Hernan Somerville Senn.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

• Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

• Otras transacciones

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 180 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, con un máximo de 15 sesiones en total.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director. A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará, si resulta procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017.

En el evento que un Director de Enel Américas S.A. tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o asociadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enel Américas S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Américas S.A. y/o de sus filiales o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, asociadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Américas S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración variable anual equivalente al 0,11765 por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 60,00 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 22,00 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La remuneración variable se pagará, de ser procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enel Américas por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016:

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2017			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas MUS\$	Directorio de filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	enero - junio 2017	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	enero - junio 2017	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale (4)	Director	enero - junio 2017	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (3)	Director	enero - junio 2017	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2017	62	-	21
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (5)	Director	enero - junio 2017	62	-	21
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (6)	Director	enero - junio 2017	62	-	21
TOTAL				186	-	63

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2016			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas MUS\$	Directorio de filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - junio 2016	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	mayo - junio 2016	-	-	-
Extranjero	Francesco Starace	Vicepresidente	enero - abril 2016	-	-	-
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Director	enero - junio 2016	37	-	12
Extranjero	Enrico Viale	Director	mayo - junio 2016	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	mayo - junio 2016	-	-	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - abril 2016	37	-	12
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2016	68	-	21
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	mayo - junio 2016	38	-	11
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	mayo - junio 2016	38	-	11
Extranjero	Alberto de Paoli	Director	enero - junio 2016	-	-	-
Extranjero	Francesco Di Carlo	Director	enero - junio 2016	-	-	-
TOTAL				218	-	67

(1) Con fecha 30 de septiembre de 2015 el Sr. Francisco de Borja Acha Besga asumió como Presidente, fue nombrado nuevamente como Presidente con fecha 29 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(2) El Sr. José Antonio Vargas Lleras fue nombrado como Vicepresidente con fecha 29 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(3) El Sr. Livio Gallo fue nombrado como Director el 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(4) El Sr. Enrico Viale fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(5) El Sr. Patricio Gómez Sabaini fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.

(6) El Sr. Domingo Cruzat Amunátegui fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.

c) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

11.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
RUT	Nombre	Cargo
	Luca D'Agnesse (1)	Gerente General
24.852.381-6	Francisco Galán Allué (4)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Emanuele Brandolini (8)	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (7)	Gerente de Auditoría Interna
24.852.388-3	Francesco Giorgianni (5)	Gerente de Relaciones Institucionales
15.307.846-7	José Miranda Montecinos (2)	Gerente de Comunicación
24.166.243-8	Alain Rosolino (3)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.625.745-0	Antonio Barreda Toledo (6)	Gerente de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

Los señores Alain Rosolino, José Miranda Montecinos, Domingo Valdés Prieto, ejecutivos principales de Enel Américas, son remunerados exclusivamente por la sociedad Enel Chile S.A. quien es su empleador, pero prestan servicios a la sociedad en virtud de un contrato intercompañía entre dichas sociedades.

- (1) El Sr. Luca D'Agnesse asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luigi Ferraris, quien presentó su renuncia voluntaria a Enel Américas, prestando sus servicios hasta esa misma fecha.
- (2) El Sr. José Miranda Montecinos asumió el 1 de diciembre de 2014 como Gerente de Comunicaciones en reemplazo del Sr. Daniel Horacio Martini, quien presentó su renuncia voluntaria a Enel Américas, prestando sus servicios hasta el día 1 de diciembre de 2014.
- (3) El Sr. Alain Rosolino asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Recursos Humanos y Organización en reemplazo de la Sra. Paola Visintini Vaccarezza quien presentó su renuncia voluntaria a Enel Américas, prestando sus servicios hasta el día 30 de septiembre de 2016.
- (4) El Sr. Francisco Galán Allué asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Administración, Finanzas y Control en reemplazo del Sr. Eduardo Escaffi.
- (5) El Sr. Francesco Giorgianni asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Relaciones Institucionales.
- (6) El Sr. Antonio Barreda Toledo asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente de Aprovisionamiento en reemplazo del Sr. Eduardo López Miller.
- (7) El Sr. Raffaele Cutrignelli asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Auditoría Interna en reemplazo del Sr. Alain Rosolino, quien asumió la Gerencia de Recursos Humanos y Organización, en esa misma fecha.
- (8) El Sr. Emanuele Brandolini asumió el 19 de enero de 2017 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Marco Fadda.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Américas tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Las Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

	Ejercicios terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Remuneración	2.072	2.597
Beneficios a corto plazo para los empleados	73	238
Beneficios por terminación	-	17
Total	2.145	2.852

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enel Américas para el Directorio y personal clave de la gerencia.

12. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Mercaderías	-	592	1.228
Suministros para la producción	24.335	23.167	22.616
Petróleo	15.079	15.498	19.154
Carbón	9.256	7.669	3.462
Otros inventarios (*)	93.301	75.439	110.010
Total	117.636	99.198	133.854
Detalle de otros inventarios			
(*) Otros inventarios	93.301	75.439	110.010
Repuestos	57.099	32.858	32.206
Materiales eléctricos	36.202	42.581	77.804

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 112.216 y MUS\$ 224.171, respectivamente. Ver Nota 27.

Por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Pagos provisionales mensuales (*)	84.245	73.552	63.753
Crédito por utilidades absorbidas	-	45.285	67
Créditos por gastos de capacitación	-	13	113
Otros	460	4.121	2.889
Total	84.705	122.971	66.822

(*) Pagos provisionales mensuales efectuados por sociedades holding.

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero 2016, es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Impuesto a la renta	65.589	201.467	200.811
Total	65.589	201.467	200.811

14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

14.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2017	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 30/06/2017	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 30/06/2017
						MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	-	-	734	-	(29)	-	-	705	(208)	497
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	17	-	1	-	(1)	-	-	17	-	17
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	971	-	1.711	(1.136)	(68)	-	-	1.478	-	1.478
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	769	-	1.064	(597)	(54)	-	-	1.182	-	1.182
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	13	-	-	-	(1)	-	-	12	-	12
TOTAL						1.770	-	3.510	(1.733)	(153)	-	-	3.394	(208)	3.186

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2016	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/12/2016	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2016
						MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	343	-	(525)	-	(26)	-	-	(208)	208	-
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	21	-	-	-	(4)	-	-	17	-	17
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	877	-	997	(721)	(182)	-	-	971	-	971
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	807	-	791	(671)	(158)	-	-	769	-	769
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	16	-	-	-	(3)	-	-	13	-	13
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (1)	Negocio conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	41.532	-	1.443	(398)	2.361	(391)	(44.547)	-	-	-
TOTAL						43.596	-	2.706	(1.790)	1.988	(391)	(44.547)	1.562	208	1.770

(1) El 1 de octubre de 2016, Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. se fusionó con nuestra filial colombiana Codensa S.A. Ver Nota 7.1.

b. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de junio de 2017									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos ordinarios MUS\$	Gastos ordinarios MUS\$	Ganacia (Pérdida) MUS\$	Otro resultado integral MUS\$	Resultado integral MUS\$
Yacylec S.A.	22,22%	4.763	304	2.747	81	6.302	(2.997)	3.305	(130)	3.175

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2016									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos ordinarios MUS\$	Gastos ordinarios MUS\$	Ganacia (Pérdida) MUS\$	Otro resultado integral MUS\$	Resultado integral MUS\$
Yacylec S.A.	22,22%	1.419	194	2.465	85	1.399	(3.762)	(2.362)	(185)	(1.395)

Inversiones con influencia significativa	1 de enero de 2016									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos ordinarios MUS\$	Gastos ordinarios MUS\$	Ganacia (Pérdida) MUS\$	Otro resultado integral MUS\$	Resultado integral MUS\$
GNL Chile S.A. (*)	33,33%	103.201	27.942	83.373	36.524	923.397	(921.304)	2.093	1.472	3.565
GNL Quintero S.A. (*)	20,00%	217.091	956.470	31.126	1.021.779	183.819	(151.894)	31.925	13.046	44.971
Electrogas S.A. (*)	42,50%	13.800	65.922	17.167	22.654	33.156	(14.960)	18.196	1.796	19.992
Yacylec S.A.	22,22%	2.549	273	1.223	57	1.940	(2.780)	(840)	(488)	(1.328)

(*) Al 1 de enero de 2016, estas inversiones en asociadas están clasificadas como activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 6.1).

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras sociedades asociadas, así como también el porcentaje de participación.

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

- Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (*)			Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)			Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (**)			
	51,0%	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	50,0%	48,997%	48,997%	48,997%	
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	
Total de Activos corrientes	-	-	708	-	-	-	7.515	-	-	21.106
Total de Activos no corrientes	-	-	21.346	-	-	-	17.107	-	-	179.006
Total de Pasivos corrientes	-	-	4.634	-	-	-	657	-	-	23.398
Total de Pasivos no corrientes	-	-	80	-	-	-	2.577	-	-	77.975
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	603	-	-	-	6.878	-	-	3.928
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.523
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.712
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	-	-	-	4.017	-	97.603	122.038
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	-	-	-	(1.054)	-	(8.829)	(12.354)
Pérdidas por deterioro de valor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	-	-	28	-	-	-	2.364	-	960	892
Gastos por intereses	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.050)	(4.366)
Gasto por impuestos a las ganancias	-	-	(12)	-	-	-	(957)	-	(3.458)	(7.375)
Ganancia (pérdida)	-	-	(6.665)	-	-	-	3.290	-	3.620	2.713
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	(240)	(11.650)
Resultado integral	-	-	(6.665)	-	-	-	3.290	-	3.380	(8.938)

(*) Al 1 de enero de 2016, estas inversiones en asociadas están clasificadas como activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 6.1).

(**) El 1 de octubre de 2016, Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. se fusionó con nuestra filial colombiana Codensa S.A. Ver Nota 7.1.

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestros negocios conjuntos, así como también el porcentaje de participación.

c. No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañías asociadas y negocios conjuntos.

15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

Activos intangibles	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Activos Intangibles bruto	6.204.633	3.525.393	2.737.272
Servidumbre y Derechos de Agua	55.951	55.533	51.776
Concesiones	5.932.648	3.267.682	2.518.336
Costos de Desarrollo	24.005	24.080	36.790
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	40.125	34.259	15.891
Programas Informáticos	149.259	135.780	111.481
Otros Activos Intangibles Identificables	2.645	8.059	2.998

Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(2.635.137)	(1.715.235)	(1.355.331)
Activos Intangibles Identificables	(2.635.137)	(1.715.235)	(1.355.331)
Servidumbre y Derechos de Agua	(15.372)	(14.577)	(12.951)
Concesiones	(2.497.641)	(1.583.704)	(1.243.448)
Costos de Desarrollo	(12.497)	(12.520)	(11.717)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(16.034)	(15.411)	(12.467)
Programas Informáticos	(91.071)	(86.445)	(71.905)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.522)	(2.578)	(2.843)

Activos intangibles	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Activos Intangibles netos	3.569.496	1.810.158	1.381.941
Servidumbre y Derechos de Agua	40.579	40.956	38.826
Concesiones Neto (1) (*)	3.435.007	1.683.978	1.274.887
Costos de Desarrollo	11.508	11.560	25.073
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	24.091	18.849	3.424
Programas Informáticos	58.188	49.334	39.576
Otros Activos Intangibles Identificables	123	5.481	155

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

Empresa titular de la concesión	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)	1.026.623	1.020.630	765.200
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)	681.702	663.348	509.687
CELG Distribución S.A.	1.726.682	-	-
TOTAL	3.435.007	1.683.978	1.274.887

(*) Ver nota 4.c.1)

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, han sido los siguientes:

Período 2017

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	11.560	40.956	1.683.978	18.849	49.334	5.481	1.810.158
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	104	414	273.703	6.566	6.141	-	286.928
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios (3)	-	-	1.742.444	-	-	-	1.742.444
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(23)	56	(49.883)	(491)	(222)	-	(50.563)
Amortización (1)	(140)	(887)	(104.194)	(852)	(5.084)	(14)	(111.171)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	12	40	(134)	19	5.407	(5.344)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	12	40	(134)	19	5.407	(5.344)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios (2)	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	(5)	-	-	-	-	-	(5)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(5)	-	-	-	-	-	(5)
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	(110.907)	-	2.612	-	(108.295)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(52)	(377)	1.751.029	5.242	8.854	(5.358)	1.759.338
Saldo final al 30 de junio de 2017	11.508	40.579	3.435.007	24.091	58.188	123	3.569.496

Período 2016

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	25.073	38.826	1.274.887	3.424	39.576	155	1.381.941
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	2.157	2.574	399.408	15.413	-	21.234	440.786
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	650	1.585	284.446	390	1.223	497	288.791
Amortización (1)	(157)	(1.390)	(114.152)	(1.179)	(7.974)	-	(124.852)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(104)	(556)	(121.040)	801	16.509	(15.895)	(120.285)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(104)	-	-	(166)	21.270	(21.000)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios (2)	-	(556)	(121.040)	967	(4.761)	5.105	(120.285)
Disposiciones y retiros de servicio	(16.059)	(83)	(39.571)	-	-	(510)	(56.223)
Disposiciones	(16.059)	(83)	(39.571)	-	-	(510)	(56.223)
Retiros de servicio	-	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-
Total movimientos en activos intangibles identificables	(13.513)	2.130	409.091	15.425	9.758	5.326	428.217
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	11.560	40.956	1.683.978	18.849	49.334	5.481	1.810.158

(1) Ver Nota 29.

(2) Corresponde principalmente al traspaso al rubro activos financieros durante el período 2016 de nuestras filiales Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., en conformidad con lo establecido en CINIIF 12.

(3) Corresponde al valor razonable determinado provisionalmente para las concesiones adquiridas como parte de la adquisición del 99,88% de participación accionaria de la entidad brasileña Celg Distribuição S.A. realizada el 14 de febrero de 2017 por nuestra filial Enel Brasil (Ver Nota 7.2).

Al 30 de junio de 2017, las principales adiciones a activos intangibles por MUS\$273.703 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y CELG S.A. sobre inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a CINIIF 12 (Ver Nota 4.c.1). Al 31 de diciembre de 2016, las principales adiciones a activos intangibles por un total de MUS\$399.408 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.

Las adiciones de activos intangibles por el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 fueron de MUS\$ 286.928 (MUS\$ 440.786 por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016).

La amortización de activos intangibles ascendió a MUS\$ 111.171 y MUS\$ 57.605 por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, respectivamente (Ver Nota 29).

Durante los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$ 32.868 y MUS\$ 10.617, respectivamente.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016 (Ver Nota 4.d).

Al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

16. PLUSVALÍA

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero 2016:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial	Diferencia de	Saldo Final	Diferencia de	Saldo Final
		1/1/2016	Conversión de Moneda Extranjera	31/12/2016	Conversión de Moneda Extranjera	30/06/2017
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)	Enel Distribución Río S.A.	214.570	46.419	260.989	(2.925)	258.064
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	13.642	753	14.395	(180)	14.215
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	8.199	(1.520)	6.679	(259)	6.420
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	67.775	929	68.704	2.352	71.056
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	78.678	17.020	95.698	(1.072)	94.626
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	127.566	1.749	129.315	4.427	133.742
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	6.034	334	6.368	(80)	6.288
Generalima S.A.	Enel Distribución Perú	20	-	20	1	21
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	999	216	1.215	(14)	1.201
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)	Enel Distribución Ceará S.A.	108.009	23.366	131.375	(1.471)	129.904
Total		625.492	89.266	714.758	779	715.537

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de junio de 2017 (Ver Nota 4.d).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.)

Con fecha 20 de Noviembre de 1996, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (actualmente Enel Distribución Río S.A.) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño. Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron el 18,5%, alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Enel Distribución Ceará S.A. (ex Compañía Energética Do Ceará S.A.)

Entre los años 1998 y 1999, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (actualmente Enel Distribución Ceará S.A.) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

3.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad Colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

4.- Enel Generación El Chocón S.A.

Con fecha 31 de agosto del año 1993, Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 59% de la propiedad de Enel Generación El Chocón en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

5.- Enel Distribución Perú S.A.

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enel Américas S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Enel Distribución Perú S.A.

6.- EGP Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 5 de Septiembre del año 1997, nuestra filial Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 79% de EGP Cachoeira Dourada S.A. en el estado de Goias, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

7.- Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)

Con fecha 9 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra filial Enel Generación Chile S.A adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Enel Generación Perú.

8.- Emgesa S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997, nuestra filial Enel Generación Chile S.A adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.817.976	12.519.170	11.422.783
Construcción en Curso	739.904	848.636	855.089
Terrenos	153.200	151.430	141.522
Edificios	192.914	192.727	174.934
Plantas y Equipos de Generación	6.314.667	6.648.792	5.915.858
Infraestructura de Red	4.888.219	4.244.836	3.921.403
Instalaciones Fijas y Accesorios	292.253	255.731	245.183
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	236.819	177.018	168.794
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.043.382)	(4.826.014)	(4.377.094)
Edificios	(86.083)	(86.515)	(74.954)
Plantas y Equipos de Generación	(2.513.006)	(2.635.262)	(2.156.717)
Infraestructura de Red	(2.197.130)	(1.895.185)	(1.969.883)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(191.993)	(162.078)	(138.279)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(55.170)	(46.974)	(37.261)
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.774.594	7.693.156	7.045.689
Construcción en Curso	739.904	848.636	855.089
Terrenos	153.200	151.430	141.522
Edificios	106.831	106.212	99.980
Plantas y Equipos de Generación	3.801.661	4.013.530	3.759.141
Infraestructura de Red	2.691.089	2.349.651	1.951.520
Instalaciones Fijas y Accesorios	100.260	93.653	106.904
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	181.649	130.044	131.533

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, han sido los siguientes:

Movimientos período 2017	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	848.636	151.430	106.212	4.013.530	2.349.651	93.653	130.044	7.693.156
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	281.807	1	-	1.603	1.179	1.085	-	285.675
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	13.212	-	13.212
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(6.805)	(771)	(673)	(9.512)	(8.705)	(1.438)	4.492	(23.412)
Depreciación (1)	-	-	(2.207)	(100.552)	(80.813)	(10.951)	(5.192)	(199.715)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	-	(10.192)	-	-	-	(10.192)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(385.587)	2.600	1.618	(91.957)	430.878	(11.710)	54.158	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(385.587)	2.600	1.618	(91.957)	430.878	(11.710)	54.158	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(385.587)	2.600	1.618	(91.957)	430.878	(11.710)	54.158	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	(118)	(4)	-	(246)	(1.101)	(268)	(28)	(1.765)
Disposiciones	-	(4)	-	(246)	(1.101)	(268)	(28)	(1.758)
Retiros	(118)	-	-	(246)	(265)	(3)	-	(7)
Otros incrementos (disminución)	1.971	(56)	1.881	(1.013)	-	16.677	(1.825)	17.635
Total movimientos	(108.732)	1.770	619	(211.869)	341.438	6.607	51.605	81.438
Saldo final al 30 de junio de 2017	739.904	153.200	106.831	3.801.661	2.691.089	100.260	181.649	7.774.594

Movimientos período 2016	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	855.089	141.522	99.980	3.759.141	1.951.520	106.904	131.533	7.045.689
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	786.498	128	73	4.295	2.697	3.963	3.622	801.266
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	5.140	4.222	7.962	-	119.884	2.078	329	139.615
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(33.100)	6.395	2.407	286.922	(133.636)	8.800	1.887	139.675
Depreciación (1)	-	-	(3.971)	(192.355)	(127.444)	(15.642)	(8.973)	(348.385)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(740.651)	(693)	(211)	197.004	540.513	718	3.320	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(740.651)	(693)	(211)	197.004	540.513	718	3.320	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(740.651)	(693)	(211)	197.004	540.513	718	3.320	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	(23.353)	(99)	(28)	(39.640)	(3.813)	(274)	(1.674)	(68.881)
Disposiciones	-	(6)	(4)	(36.494)	-	(148)	(1.633)	(38.285)
Retiros	(23.353)	(93)	(24)	(3.146)	(3.813)	(126)	(41)	(30.596)
Otros incrementos (disminución)	(9.777)	(45)	-	(1.837)	(70)	(12.894)	(15.823)	-
Total movimientos	(6.453)	9.906	6.232	254.369	398.131	(13.251)	(1.489)	647.467
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	848.636	151.430	106.212	4.013.530	2.349.651	93.653	130.044	7.693.156

(1) Ver Nota 29.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a inversiones en plantas en funcionamiento y a nuevos proyectos por MUS\$ 285.675 por el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 (MUS\$ 801.266 por el ejercicio terminado el 31 de diciembre 2016). Adicionalmente, como parte de la adquisición de Celg Distribuição S.A. en febrero de 2017, se recibieron activos por un total de MUS\$13.212.

En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado en las filiales Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones al 30 de junio de 2017 por MUS\$ 59.260 (Al 31 de diciembre 2016 destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado en las filiales Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera por MUS\$ 195.604), mientras que en los negocios de distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones y redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por MUS\$ 213.646 al 30 de junio de 2017 (MUS\$ 506.298 al 31 de diciembre 2016).

La depreciación de propiedad, planta y equipo ascendió a MUS\$ 199.715 y MUS\$ 169.344 por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, respectivamente (Ver Nota 29).

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016 ascendió a MUS\$ 4.672 y MUS\$ 22.384, respectivamente (Ver Nota 32). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 18,31% al 30 de junio de 2017 (30,99% al 30 de junio de 2016).

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016 ascendió a MUS\$ 40.716 y MUS\$ 30.527, respectivamente.

c) Arrendamiento financiero

Al 30 de junio de 2017, las propiedades, plantas y equipos incluyen MUS\$ 181.649 correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (MUS\$ 130.044 y MUS\$ 131.533 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-06-2017			31-12-2016			01-01-2016		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$
Menor a un año	26.295	395	25.900	43.075	583	42.492	32.404	4.708	27.696
Entre un año y cinco años	93.491	7.209	86.282	87.888	6.928	80.960	63.302	7.861	55.441
Más de cinco años	-	-	-	1.744	8	1.736	27.913	739	27.174
Total	119.786	7.604	112.182	132.707	7.519	125.188	123.619	13.308	110.311

Los activos en leasing provienen principalmente de Enel Generación Perú S.A., y corresponden a aquellos contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank. El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 1,75% al 30 de junio de 2017. Adicionalmente, se incluye un contrato suscrito con Scotiabank, que financió la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa. El plazo de dicho contrato es de 9 años y devenga intereses a una tasa anual de Libor + 1,75%.

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016 incluyen MUS\$ 12.368 y MUS\$ 8.368, respectivamente, que se relacionan con el devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

Al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Menor a un año	15.889	22.463	21.192
Entre un año y cinco años	27.689	24.825	30.963
Más de cinco años	13.344	12.570	12.062
Total	56.922	59.858	64.217

e) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de junio de 2017, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS\$ 586.902 (MUS\$ 556.986 y MUS\$ 232.340 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

ii) Al 30 de junio de 2017, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 35.354 (MUS\$ 10.736 y MUS\$ 19.577 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente). (Ver Nota 34.1).

iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 millones (MUS\$ 1.141.200) para el caso de las generadoras y de MM€50 (MUS\$ 57.060) para las distribuidoras, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500 (MUS\$ 570.600). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iv) Nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A., debido a la demora en el cumplimiento de ciertos puntos contenidos en el Acta de Acuerdo suscrita con el Gobierno Nacional de Argentina, en especial en lo que se refiere al reconocimiento semestral de ajustes de tarifas por el mecanismo de monitoreo de costos (MMC) y la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) previstos en dicha Acta, está afectada fuertemente en su equilibrio financiero.

Al cierre del ejercicio 2011, Enel Américas registró una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. Al 30 de junio de 2017, el monto registrado es por MUS\$ 54.955 (ver nota 4.d).

v) En noviembre del 2010, la Compañía firmó el contrato CEQ- 21 con el Consorcio Impregilo – Obras con Huarte Lain (OHL), el cual tenía por objeto la construcción de las obras civiles principales del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.

Durante el año 2015 el Consorcio Impregilo OHL presentó ante LA COMPAÑÍA una serie de reclamaciones y notas de órdenes de cambio (Noc's) producto de afectaciones económicas por las obras ejecutadas en el Contrato CEQ- 21 Obras Civiles Principales Proyecto Hidroeléctrico EL QUIMBO.

En sesión ordinaria de junta directiva N° 436 celebrada el día 19 de octubre de 2016 fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre la Compañía y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. La compañía en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista en el mes de agosto de 2016. La pretensión inicial del contratista era de Col \$ 204.351 millones (MUS\$ 67.039) entre reclamaciones y notas de orden de cambio y se acordó pagar el valor de Col \$ 57.459 millones (MUS\$ 18.850) más un valor de Col \$ 2.800 millones (MUS\$ 969) por el acta de cierre de contrato para un total de \$ Col 60.259 millones (MUS\$ 19.768); estos valores fueron autorizados por la compañía para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021.

En el mes de octubre de 2016, la compañía como parte del análisis de las actividades incluidas dentro de la provisión constituida para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la construcción de la central, efectuó ajustes a algunas actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en junta directiva y formalizados en addendum 17 y cuyo pago por un monto total de Col \$74.800 millones (MUS\$ 24.539) fue realizado en febrero de 2017.

18. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS

a) Impuesto a las ganancias

A continuación se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Períodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(292.034)	(247.810)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	15.915	12.858
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(53)	(487)
(Gasto) / Ingreso por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	225	-
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	762	1.163
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(275.185)	(234.276)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	11.251	244
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(9.180)	72
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	2.071	316
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(273.114)	(233.960)

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2017 MUS\$	Tasa	2016 MUS\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		646.898		745.259
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(25,50%)	(164.957)	(24,00%)	(178.862)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(10,68%)	(69.115)	(12,06%)	(89.888)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	6,49%	41.982	5,98%	44.549
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(11,10%)	(71.791)	(18,60%)	(138.582)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,01%)	(53)	(0,07%)	(487)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(1,42%)	(9.180)	0,01%	71
Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)	0%	-	17,34%	129.239
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(16,72%)	(108.157)	(7,39%)	(55.098)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(42,22%)	(273.114)	(31,39%)	(233.960)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas a continuación.

b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	30 de junio de 2017		31 de diciembre de 2016		1 de diciembre de 2016	
	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$
Depreciaciones	79.416	(391.030)	92.595	(382.787)	117.702	(358.742)
Amortizaciones	9.143	(30.099)	9.734	(30.800)	8.797	(26.226)
Provisiones	284.255	(177.448)	264.353	(160.248)	166.816	(127.807)
Obligaciones por beneficios post-empleo	77.550	-	80.216	(87)	57.372	(87)
Revaluaciones de instrumentos financieros	9.259	(2.625)	10.921	(1.535)	26.742	(2.002)
Pérdidas fiscales	10.989	-	-	-	-	-
Otros	68.888	(192.051)	21.806	(53.180)	5.445	(40.619)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	539.500	(793.253)	479.625	(628.637)	382.874	(555.483)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(354.771)	354.771	(299.078)	299.078	(228.930)	228.930
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	184.729	(438.482)	180.547	(329.559)	153.944	(326.553)

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2017	Movimientos							Saldo neto al 30 de junio de 2017
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Reconocidos directamente en patrimonio	Adquisiciones	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)		
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Depreciaciones	(290.192)	(14.919)	-	-	-	(7.893)	1.390	(311.614)	
Amortizaciones	(21.066)	74	-	-	-	36	-	(20.956)	
Provisiones	104.105	6.969	-	-	-	427	(4.694)	106.807	
Obligaciones por beneficios post-empleo	80.129	(2.086)	26	-	-	(643)	124	77.550	
Revaluaciones de instrumentos financieros	9.386	(425)	(384)	-	-	(74)	(1.869)	6.634	
Pérdidas fiscales	-	10.989	-	-	-	-	-	10.989	
Otros	(31.374)	1.469	4	-	(118.595)	1.794	23.539	(123.163)	
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(149.012)	2.071	(354)	-	(118.595)	(6.353)	18.490	(253.753)	

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2016	Movimientos							Saldo neto al 31 de diciembre de 2016
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Reconocidos directamente en patrimonio	Adquisiciones	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)		
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Depreciaciones	(241.040)	(38.675)	-	(6.664)	-	(3.601)	(212)	(290.192)	
Amortizaciones	(17.429)	134	-	(3.771)	-	-	-	(21.066)	
Provisiones	39.009	28.093	-	7.776	-	22.422	6.805	104.105	
Obligaciones por beneficios post-empleo	57.285	(1.630)	10.954	1.770	-	11.987	(237)	80.129	
Revaluaciones de instrumentos financieros	24.740	(16.111)	(853)	-	-	1.793	(183)	9.386	
Otros	(35.174)	3.281	(1)	(1.109)	-	686	943	(31.374)	
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(172.609)	(24.908)	10.100	1.773	-	29.516	7.116	(149.012)	

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo son suficientes para recuperar estos activos.

a. Al 30 de junio de 2017, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 373.880 (MUS\$ 13.208 y MUS\$ 28.644 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) (Ver nota 4.o).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponible, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2017 asciende a MUS\$ 1.636.912 (MUS\$ 1.642.458 y MUS\$ 1.379.931 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 30 de junio de 2017, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 3.987.960 (MUS\$ 3.645.536 y MUS\$ 3.802.832 al 31 diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 30 de junio de 2017 ascienden a MUS\$ 61.156 (MUS\$ 79.528 y MUS\$ 80.703 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente). Lo anterior, debido a que no es probable que existan utilidades fiscales en futuro que permitan recuperar dichas diferencias temporarias.

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2011-2016
Argentina	2011-2017
Brasil	2012-2016
Colombia	2013-2016
Perú	2011-2017

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de junio de 2017			30 de junio de 2016		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(691)	-	(691)	1.234	-	1.234
Cobertura de Flujo de Caja	2.484	(1.370)	1.114	33.515	(8.740)	24.775
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	-	-	-	(20.437)	-	(20.437)
Diferencias de cambio por conversión	(43.974)	-	(43.974)	262.315	-	262.315
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	-	26	26	(12.606)	4.303	(8.303)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(42.181)	(1.344)	(43.525)	264.021	(4.437)	259.584

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	Períodos terminados al 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuas	(354)	4.310
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(1.016)	(1.887)
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	-	(393)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuas	-	(6.467)
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(1.370)	(4.437)

19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de junio de 2017		31 de diciembre de 2016		1 de enero de 2016	
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$
Préstamos que devengan intereses	652.206	3.747.353	743.746	3.564.024	869.208	2.600.816
Instrumentos derivados de cobertura (*)	4.804	14.623	5.275	16.053	97.929	424
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	2.583	1.633	4.836	-	1.481	-
Total	659.593	3.763.609	753.857	3.580.077	968.618	2.601.240

(*) Ver Nota 21.2.a

(**) Ver Nota 21.2.b

19.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Devengan Intereses	30 de junio de 2017		31 de diciembre de 2016		1 de enero de 2016	
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$
Préstamos bancarios	292.264	643.332	236.220	728.625	264.900	327.568
Obligaciones con el público no garantizadas	223.697	2.815.602	458.908	2.695.826	501.608	1.959.721
Arrendamiento financiero	25.899	86.281	42.494	82.696	27.696	82.615
Otros préstamos	110.346	202.138	6.124	56.877	75.004	230.912
Total	652.206	3.747.353	743.746	3.564.024	869.208	2.600.816

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30/06/2017 MUS\$	
					Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2017 MUS\$	Vencimiento						
					Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$		
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	3,44%	3,32%	Sin Garantía	1.384	10.564	11.948	1.265	-	-	-	-	-	1.265
Perú	Soles	5,43%	5,33%	Sin Garantía	323	49.219	49.542	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	US\$	1,90%	1,88%	Sin Garantía	-	34.966	34.966	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	8,57%	8,29%	Sin Garantía	5.381	24.738	30.119	86.226	72.893	17.193	14.662	20.012	210.986	
Brasil	US\$	3,57%	3,20%	Sin Garantía	-	1.433	1.433	114.837	60.659	-	-	-	2.788	178.284
Brasil	Real	14,91%	13,33%	Sin Garantía	32.967	131.288	164.255	104.315	84.168	37.010	19.561	7.743	252.797	
Total					40.056	252.208	292.264	306.643	217.720	54.203	34.223	30.543	643.332	

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2016 MUS\$	
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2016 MUS\$	Vencimiento						
					Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$		
Perú	US\$	2,88%	2,79%	Sin Garantía	1.441	25.968	27.409	27.048	421	-	-	-	-	27.469
Perú	Soles	5,64%	5,53%	Sin Garantía	3.324	-	3.324	47.590	-	-	-	-	-	47.590
Argentina	\$ Arg	36,74%	32,50%	Sin Garantía	-	1.251	1.251	-	-	-	-	-	-	
Colombia	\$ Col	8,49%	8,21%	Sin Garantía	6.006	68.261	74.267	21.743	89.070	72.078	15.916	27.021	225.828	
Brasil	US\$	3,61%	3,60%	Sin Garantía	981	-	981	38.398	76.092	-	-	2.778	117.268	
Brasil	Real	11,84%	11,56%	Sin Garantía	45.650	83.338	128.988	112.758	101.837	49.686	35.055	11.134	310.470	
Total					57.402	178.818	236.220	247.537	267.420	121.764	50.971	40.933	728.625	

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 01/01/2016 MUS\$
					Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2016 MUS\$	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Perú	US\$	3,54%	2,40%	Sin Garantía	37.528	3.990	41.518	5.320	27.103	422	-	-	32.845
Perú	Soles	5,61%	5,20%	Sin Garantía	17.901	-	17.901	2.934	32.276	-	-	-	35.210
Argentina	US\$	9,09%	13,13%	Sin Garantía	5.491	-	5.491	-	-	-	-	-	
Argentina	\$ Arg	21,74%	37,06%	Sin Garantía	3.792	6.773	10.565	1.522	-	-	-	-	1.522
Colombia	\$ Col	8,32%	6,46%	Sin Garantía	46.368	107.650	154.018	53.732	12.803	12.803	12.803	38.410	130.551
Brasil	Real	9,61%	14,53%	Sin Garantía	12.737	22.670	35.407	42.480	42.480	42.480	-	-	127.440
Total					123.817	141.083	264.900	105.988	114.662	55.705	12.803	38.410	327.568

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 30 de junio de 2017 asciende a MUS\$ 932.390 (MUS\$ 977.422 y MUS\$ 595.815 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 4.g).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

En Anexo N° 4, letra a), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los préstamos bancarios mencionados anteriormente.

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	30 de junio de 2017								
										Corriente			No Corriente				Total No Corriente MUS\$	
										Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	3,92%	3,55%	Al Vencimiento	-	322	322	38.055	-	-	-	-	38.055
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	3,25%	2,68%	Al Vencimiento	-	711	711	76.782	-	-	-	-	76.782
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	11,20%	10,82%	Mensual	12.806	44.765	57.571	39.222	39.222	24.569	12.542	5.222	120.777
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	8,49%	8,32%	Al Vencimiento	1.607	-	1.607	65.612	-	-	-	-	65.612
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	9,01%	8,62%	Al Vencimiento	247	-	247	53.145	-	-	-	-	53.145
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	\$ Col	9,46%	9,08%	Trimestral	828	2.621	3.449	1.958	-	-	-	-	1.958
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	\$ Col	9,24%	8,87%	Trimestral	422	1.332	1.754	997	-	-	-	-	997
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	9,13%	8,77%	Trimestral	237	717	954	654	205	-	-	-	859
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	9,20%	8,83%	Trimestral	437	1.438	1.875	1.198	820	-	-	-	2.018
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,73%	7,47%	Trimestral	92	281	373	218	240	-	-	-	458
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,85%	7,58%	Trimestral	75	240	315	183	208	-	-	-	391
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,66%	7,40%	Trimestral	38	130	168	60	152	-	-	-	212
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,73%	7,47%	Trimestral	154	476	630	333	531	-	-	-	864
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,85%	7,58%	Trimestral	95	310	405	212	350	-	-	-	562
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,74%	7,48%	Trimestral	86	295	381	114	339	85	-	-	538
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	8,49%	8,18%	Trimestral	214	777	991	346	615	820	-	-	1.781
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	8,39%	8,08%	Trimestral	119	390	499	157	384	384	-	-	925
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	8,51%	8,19%	Trimestral	167	581	748	226	595	595	-	-	1.416
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	8,91%	8,57%	Trimestral	562	1.596	2.158	618	1.968	1.968	1.321	-	5.875
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,88%	2,78%	Trimestral	310	8.673	8.983	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,93%	3,79%	Trimestral	632	626	1.258	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,52%	3,40%	Trimestral	442	1.265	1.707	1.265	-	-	-	-	1.265
Extranjero	Enel Cien S.A. (ex Cien S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	7,63%	6,16%	Mensual	406	1.232	1.638	1.623	1.623	-	-	-	3.246
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itau Brasil	Brasil	Real	14,58%	13,10%	Anual	-	16.186	16.186	15.176	-	-	-	-	15.176
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,80%	12,27%	Anual	-	23.883	23.883	22.763	-	-	-	-	45.526
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,28%	7,16%	Mensual	1.611	4.870	6.481	4.834	-	-	-	-	4.834
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	8,72%	8,37%	Mensual	5.131	18.654	23.785	20.525	20.560	12.441	7.019	2.521	63.066
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,23%	4,23%	Semestral	-	27	27	-	-	-	-	-	2.788
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,83%	5,71%	Al Vencimiento	140	6.460	6.600	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Al Vencimiento	26	4.614	4.640	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Al Vencimiento	43	7.691	7.734	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Al Vencimiento	31	7.383	7.414	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Al Vencimiento	29	7.691	7.720	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6,35%	6,20%	Al Vencimiento	55	15.381	15.436	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,43%	9,21%	Al Vencimiento	-	10.006	10.006	9.841	9.842	9.842	9.842	14.763	54.130
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	9,46%	9,24%	Al Vencimiento	-	3.558	3.558	3.499	3.499	3.499	3.499	5.249	19.245
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	US\$	1,90%	1,88%	Al Vencimiento	-	34.966	34.966	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Daycoval (75272/2014)	Brasil	Real	18,14%	16,94%	Mensual	636	1.870	2.506	27	-	-	-	-	27
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Intermedium Crédito e Financiamento (7305633/2014)	Brasil	Real	18,18%	16,94%	Mensual	2	-	2	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco ABC Brasil - (36617/2015)	Brasil	Real	18,98%	16,23%	Mensual	3.766	-	3.766	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Bradesco S.A. (FIDC Série A)	Brasil	Real	14,49%	13,44%	Mensual	-	553	553	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Bradesco S.A. (FIDC Série B)	Brasil	Real	14,65%	13,65%	Mensual	-	232	232	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (860/2014)	Brasil	Real	18,99%	16,23%	Mensual	5	-	5	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1184/2014)	Brasil	Real	19,00%	16,23%	Mensual	1.822	1.811	3.633	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1310/2015)	Brasil	Real	19,01%	16,23%	Mensual	1.742	3.915	5.657	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1360/2015)	Brasil	Real	19,01%	16,23%	Mensual	5.040	13.316	18.356	145	-	-	-	-	145
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander Chile	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CGTF Endesa Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	Brasil	US\$	2,87%	2,36%	Al Vencimiento	-	373	373	-	60.659	-	-	-	60.659
Totales										40.056	252.208	292.264	306.643	217.720	54.203	34.223	30.543	643.332

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	1 de enero de 2016									
										Corriente			No Corriente					Total No Corriente MUS\$	
										Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$		
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,58%	13,71%	Al Vencimiento	-	565	565	10.935	10.935	-	-	-	-	32.806
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,64%	2,66%	Trimestral	344	847	1.191	1.130	25.416	-	-	-	-	26.546
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,70%	3,57%	Trimestral	645	1.878	2.523	2.504	-	-	-	-	-	2.504
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,52%	3,40%	Trimestral	462	1.265	1.727	1.687	1.687	422	-	-	-	3.795
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	15,56%	15,19%	Annual	-	1.590	1.590	12.618	12.618	-	-	-	-	37.853
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	14,81%	14,51%	Annual	-	20.516	20.516	18.927	18.927	-	-	-	-	56.780
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	Real	13,80%	15,76%	Otra	12.737	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,65%	1,62%	Al Vencimiento	-	-	36.076	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,90%	6,73%	Trimestral	41	-	41	2.934	-	-	-	-	-	2.934
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,83%	5,71%	Trimestral	134	-	134	-	6.162	-	-	-	-	6.162
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	21	-	21	-	4.401	-	-	-	-	4.401
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	34	-	34	-	7.335	-	-	-	-	7.335
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	22	-	22	-	7.043	-	-	-	-	7.043
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	20	-	20	-	7.335	-	-	-	-	7.335
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,17%	5,07%	Trimestral	17.630	-	17.630	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	35,36%	30,67%	Mensual	117	-	117	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	45,20%	37,88%	Trimestral	239	-	386	625	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,43%	9,21%	Al Vencimiento	191	4.723	4.914	9.445	9.445	9.445	28.335	28.335	66.116	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	9,46%	9,24%	Al Vencimiento	68	1.679	1.747	3.358	3.358	3.358	10.075	10.075	23.508	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	6,06%	5,93%	Al Vencimiento	15.544	-	15.544	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,57%	6,01%	Al Vencimiento	7.280	-	7.280	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,90%	8,61%	Al Vencimiento	510	38.685	39.195	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,84%	6,66%	Al Vencimiento	18.660	-	18.660	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5,87%	5,70%	Al Vencimiento	-	28.611	28.611	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5,93%	5,76%	Al Vencimiento	-	19.023	19.023	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5,65%	5,50%	Al Vencimiento	-	14.732	14.732	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	7,02%	6,90%	Al Vencimiento	-	197	197	40.929	-	-	-	-	-	40.929
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6,30%	6,15%	Al Vencimiento	4.114	-	4.114	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	36,74%	34,00%	Al Vencimiento	617	-	617	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	36,07%	32,00%	Al Vencimiento	-	1.006	1.006	365	-	-	-	-	-	366
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	\$ Arg	38,61%	34,00%	Al Vencimiento	-	383	383	169	-	-	-	-	-	169
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	33,57%	30,00%	Al Vencimiento	-	255	255	105	-	-	-	-	-	105
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	43,80%	38,00%	Al Vencimiento	-	365	365	163	-	-	-	-	-	163
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	33,57%	30,00%	Al Vencimiento	-	1.200	1.200	537	-	-	-	-	-	537
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	14,84%	13,92%	Trimestral	1.713	-	1.713	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	34,81%	31,00%	Al Vencimiento	-	410	410	182	-	-	-	-	-	182
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	43,63%	38,45%	Al Vencimiento	1.577	-	1.577	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	Trimestral	1.889	-	1.889	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	Trimestral	945	-	945	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	Trimestral	945	-	945	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	286	-	637	923	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	261	-	581	842	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	248	-	553	801	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	87	-	194	281	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	37	-	83	120	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	323	-	719	1.042	-	-	-	-	-	
Totales										123.817	141.083	264.900	105.988	114.662	55.705	12.803	38.410	327.568	

19.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30/06/2017 MUS\$	
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2017 MUS\$	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$		
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	-	4.338	4.338	-	-	-	-	-	581.835	581.835
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	5.787	5.787	6.041	6.388	6.755	6.520	-	-	25.704
Perú	US\$	6,59%	Sin Garantía	830	10.158	10.988	8.177	-	10.013	-	10.013	-	28.203
Perú	Soles	6,26%	Sin Garantía	20.663	6.608	27.271	36.915	29.224	70.753	19.995	205.461	-	362.348
Colombia	\$ Col	8,71%	Sin Garantía	11.320	11.520	22.840	339.411	145.268	270.399	178.654	737.887	-	1.671.619
Brasil	Real	11,36%	Sin Garantía	30.351	122.122	152.473	115.542	30.351	-	-	-	-	145.893
Total				63.164	160.533	223.697	506.086	211.231	357.920	205.169	1.535.196	1.535.196	2.815.602

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2016 MUS\$	
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2016 MUS\$	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$		
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	-	4.405	4.405	-	-	-	-	-	580.998	580.998
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	5.531	5.531	5.759	6.090	6.441	6.811	2.817	-	27.918
Perú	US\$	6,59%	Sin Garantía	973	-	973	9.994	8.161	9.994	-	9.994	-	38.143
Perú	Soles	6,27%	Sin Garantía	16.116	30.627	46.743	-	63.949	38.667	29.744	217.994	-	350.354
Colombia	\$ Col	10,16%	Sin Garantía	229.096	-	229.096	159.422	198.197	109.934	335.056	680.769	-	1.483.398
Brasil	Real	13,50%	Sin Garantía	14.258	157.902	172.160	142.529	72.486	-	-	-	-	215.015
Total				260.443	198.465	458.908	317.704	348.883	165.036	371.611	1.492.592	1.492.592	2.695.826

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 01/01/2016 MUS\$	
				Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2016 MUS\$	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$		
Chile	US\$	7,00%	Sin Garantía	-	252.834	252.834	-	-	-	-	-	858	858
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	4.812	4.812	4.994	5.281	5.585	5.906	8.586	-	30.352
Perú	US\$	6,50%	Sin Garantía	1.444	20.029	21.473	-	10.014	8.178	10.014	10.014	-	38.220
Perú	Soles	6,44%	Sin Garantía	16.721	13.160	29.881	29.048	-	63.084	38.144	173.262	-	303.538
Colombia	\$ Col	10,81%	Sin Garantía	84.675	-	84.675	176.638	151.071	113.937	75.832	776.917	-	1.294.395
Brasil	Real	15,64%	Sin Garantía	-	107.933	107.933	123.650	111.291	57.417	-	-	-	292.358
Total				102.840	398.768	501.608	334.330	277.657	248.201	129.896	969.637	969.637	1.959.721

19.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, no existen obligaciones con el público garantizadas.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 30 de junio de 2017 asciende a MUS\$ 3.350.049 (MUS\$ 3.431.025 y MUS\$ 2.490.514 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente). Para ambos períodos, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 4 g). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 4 f.4).

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	30 de junio de 2017								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	142	107	249	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	18	58	76	94	73	26	-	-	193
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	9	26	35	10	-	-	-	-	10
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	94	284	378	245	-	-	-	-	245
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	9	29	38	58	46	12	-	-	116
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	9,48%	4	13	17	25	6	-	-	-	31
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	426	1.277	1.703	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	243	495	738	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,68%	1.983	5.949	7.932	7.932	24.286	-	-	-	32.218
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%	701	2.103	2.804	2.804	8.585	-	-	-	11.389
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,70%	2.709	7.527	10.236	10.165	10.165	7.627	-	-	38.122
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	28	934	962	1.287	1.677	-	-	-	2.964
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,75%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	7	18	25	14	-	-	-	-	14
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	63	193	256	220	142	7	-	-	369
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	8	26	34	29	39	3	-	-	71
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	11,69%	93	304	397	394	136	-	-	-	530
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	5	14	19	9	-	-	-	-	9
Total								6.542	19.357	25.899	23.286	45.155	10.213	7.627	-	86.281

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre de 2016								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	182	406	588	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	18	56	74	68	70	51	-	-	189
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	17	35	52	21	-	-	-	-	21
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	92	282	374	300	-	-	-	-	300
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	9	28	37	38	44	36	-	-	118
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	9,48%	4	12	16	17	16	-	-	-	33
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	50	-	50	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	401	1.206	1.607	833	-	-	-	-	833
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	228	702	930	240	-	-	-	-	240
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,60%	1.979	5.938	7.917	7.917	7.917	20.281	-	-	36.115
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	-	2.711	2.711	2.711	2.711	6.946	-	-	12.368
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,75%	66	5.206	5.272	6.941	6.941	6.941	6.941	1.735	29.500
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	5	134	139	692	577	296	-	-	1.565
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,75%	22.024	-	22.024	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	8	21	29	20	-	-	-	-	20
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	61	190	251	243	249	17	-	-	509
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	8	25	33	34	35	22	-	-	91
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	11,69%	89	288	377	408	376	-	-	-	784
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	3	10	13	10	-	-	-	-	10
Total								25.244	17.250	42.494	20.493	18.936	34.590	6.941	1.735	82.696

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	1 de diciembre de 2016								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	89	281	370	375	-	-	-	375	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	-	12	16	17	9	-	-	26	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	28	43	71	32	19	-	-	51	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	9,48%	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,23%	156	-	156	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	120	250	370	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	110	337	447	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	104	318	422	17	-	-	-	17	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	92	281	373	126	-	-	-	126	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	216	666	882	928	-	-	-	928	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	1.983	5.950	7.933	7.933	7.933	20.322	-	44.121	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	669	2.006	2.675	2.675	2.675	6.852	-	14.877	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,75%	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,75%	3.499	10.420	13.919	21.967	-	-	-	21.967	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	6	20	26	28	28	-	-	66	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	8	24	32	33	28	-	-	51	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	1	3	4	5	5	-	-	10	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	11,69%	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total								7.085	20.611	27.696	34.136	10.697	10.608	27.174	-	82.615

En Anexo N° 4, letra c), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Obligaciones por arrendamiento financiero mencionadas anteriormente.

- Individualización de Otras Obligaciones

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	30 de junio de 2017								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno o Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	5,97%	632	1.866	2.498	2.220	1.965	1.672	1.050	686	7.593
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	3.027	3.027	3.015	3.015	3.015	3.015	37.205	49.265
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	-	559	559	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras ECF - 3268/2015	Brasil	Real	19,55%	52.392	-	52.392	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras ECF - 017/2004	Brasil	Real	7,00%	87	262	349	109	-	-	-	-	109
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras ECF - 149/2006	Brasil	Real	7,00%	349	1.047	1.396	437	-	-	-	-	437
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras ECF - 3296/2016	Brasil	Real	19,55%	24.716	-	24.716	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras ECF - 232/2008	Brasil	Real	7,00%	217	652	869	859	859	859	859	1.719	5.155
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Mútuo CelgPar 41.211.376/2014	Brasil	Real	6,80%	-	3.671	3.671	3.022	3.022	3.274	3.022	15.868	28.208
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	FIDC Série A	Brasil	Real	13,44%	3.377	10.131	13.508	14.053	14.053	14.053	14.053	15.224	71.436
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	FIDC Série B	Brasil	Real	13,65%	1.840	5.521	7.361	7.856	7.856	7.856	7.856	8.511	39.935
Total								83.610	26.736	110.346	31.571	30.770	30.729	29.855	79.213	202.138

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre de 2016								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno o Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,08%	643	1.915	2.558	2.375	2.181	1.858	1.359	1.159	8.932
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	3.010	3.010	2.997	2.997	2.997	2.997	35.957	47.945
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	556	-	556	-	-	-	-	-	-
Total								1.199	4.925	6.124	5.372	5.178	4.855	4.356	37.116	56.877

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	1 de diciembre de 2016								
								Corriente			No Corriente					Total No Corriente MUS\$
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno o Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	9.17%	6.574	22.749	29.323	31.509	26.620	21.730	15.793	11.528	107.180
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	8.33%	303	928	1.231	1.212	1.212	606	-	-	4.242
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7.85%	1.340	4.078	5.418	5.359	5.359	1.340	-	-	12.058
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6.10%	788	1.774	2.562	2.097	1.948	1.788	1.523	2.098	9.454
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	52.56%	-	25	25	-	-	-	-	-	2.736
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	10.43%	1.901	7.111	9.012	10.129	10.129	10.129	6.847	5.124	42.358
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0.25%	-	3.033	3.033	3.019	3.019	3.019	3.019	34.279	46.355
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2.53%	-	551	551	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	32.75%	34	-	34	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	23.59%	23.815	-	23.815	6.529	-	-	-	-	6.529
Total								34.755	40.249	75.004	59.854	48.287	39.218	27.788	55.765	230.912

En Anexo N° 4, letra d), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Otras Obligaciones mencionadas anteriormente.

19.4 Deuda de cobertura.

Al 30 de junio de 2017, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses (“US\$”) del Grupo, MUS\$ 93.307 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (MUS\$ 158.960 y MUS\$ 168.084 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) (Ver Nota 4.m).

El movimiento por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(11.577)	(8.317)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	2.131	1.490
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(150)	(229)
Diferencias de conversión	(368)	291
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(9.964)	(6.765)

19.5 Otros aspectos.

Al 30 de junio de 2017, el Grupo Enel Américas disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por MUS\$ 28.467 (MUS\$ 129.944 y MUS\$ 48.345 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

20. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas están expuestas a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enel Américas.

20.1 Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición bruta:

	30-06-2017	31-12-2016
	%	%
Tasa de interés fijo	47%	44%

20.2 Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ o monedas locales si las hubiere y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

20.3 Riesgo de “commodities”

El Grupo Enel Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres. Para el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 30 de junio de 2017, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 36.7 GWh, para el periodo Jul-Dic 2017. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 8.9 GWh para el periodo Jul-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 30 de junio de 2017 se han liquidado en el año 9.8 GWh en los contratos de venta y 36.4 GWh de compra de futuros de energía. Al 31 de diciembre de 2016 se liquidaron diez (10) contratos de venta y uno (1) de compra de futuros de energía cada uno por 0.36 GWh.

20.4 Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 19, 21 y Anexo 4).

Al 30 de junio de 2017, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$1.272.258 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 28.467 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Américas presentaba una liquidez de MUS\$2.689.456 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$129.944 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

20.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

20.6 Medición del riesgo

El Grupo Enel Américas elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUS\$ 190.284.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

21.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

30 de junio de 2017						
Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados financieros de cobertura	
MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Instrumentos derivados	4.024	-	-	-	-	2.905
Otros activos de carácter financiero	-	49.933	48.784	1.895.585	-	-
Total Corriente	4.024	49.933	48.784	1.895.585	-	2.905
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	1.221	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	3.178
Otros activos de carácter financiero	-	-	53	518.014	1.112.074	-
Total No Corriente	-	-	53	518.014	1.113.295	3.178
Total	4.024	49.933	48.837	2.413.599	1.113.295	6.083

31 de diciembre de 2016						
Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados financieros de cobertura	
MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Instrumentos derivados	32.602	-	-	-	-	259
Otros activos de carácter financiero	-	65.753	37.643	1.550.598	-	-
Total Corriente	32.602	65.753	37.643	1.550.598	-	259
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	1.908	-
Otros activos de carácter financiero	-	479	54	475.500	1.026.870	-
Total No Corriente	-	479	54	475.500	1.028.778	-
Total	32.602	66.232	37.697	2.026.098	1.028.778	259

1 de enero de 2016						
Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados financieros de cobertura	
MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Instrumentos derivados	6.234	-	-	-	-	1.651
Otros activos de carácter financiero	-	49.943	38.295	1.472.655	-	-
Total Corriente	6.234	49.943	38.295	1.472.655	-	1.651
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	868	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	1.378
Otros activos de carácter financiero	-	-	56	513.288	687.019	-
Total No Corriente	-	-	56	513.288	687.887	1.378
Total	6.234	49.943	38.351	1.985.943	687.887	3.029

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

30 de junio de 2017			
Pasivos financieros mantenidos para negociar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura	
MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Préstamos que devengan interés	-	652.206	-
Instrumentos derivados	2.583	-	4.804
Otros pasivos de carácter financiero	-	2.735.457	-
Total Corriente	2.583	3.387.663	4.804
Préstamos que devengan interés	-	3.747.353	-
Instrumentos derivados	1.633	-	14.623
Otros pasivos de carácter financiero	-	936.210	-
Total No Corriente	1.633	4.683.563	14.623
Total	4.216	8.071.226	19.427

	31 de diciembre de 2016		
	Pasivos financieros mantenidos para MUS\$	Préstamos y cuentas por pagar MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Préstamos que devengan interés	954	742.792	-
Instrumentos derivados	4.836	-	5.275
Otros pasivos de carácter financiero	-	2.476.503	-
Total Corriente	5.790	3.219.295	5.275
Préstamos que devengan interés	114.491	3.449.533	-
Instrumentos derivados	-	-	16.053
Otros pasivos de carácter financiero	-	442.622	-
Total No Corriente	114.491	3.892.155	16.053
Total	120.281	7.111.450	21.328

	1 de enero de 2016		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar MUS\$	Préstamos y cuentas por pagar MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Préstamos que devengan interés	-	869.208	-
Instrumentos derivados	1.481	-	97.929
Otros pasivos de carácter financiero	-	2.038.000	-
Total Corriente	1.481	2.907.208	97.929
Préstamos que devengan interés	-	2.600.816	-
Instrumentos derivados	-	-	424
Otros pasivos de carácter financiero	-	343.696	-
Total No Corriente	-	2.944.512	424
Total	1.481	5.851.720	98.353

21.2 Instrumentos derivados

El Grupo Enel Américas siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La compañía clasifica sus coberturas en:

- **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de junio de 2017				31 de diciembre de 2016				1 de diciembre de 2016			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Cobertura de tipo de interés:												
Cobertura flujos de caja	4	-	-	-	248	-	60	-	1.279	1.378	16	424
Cobertura de tipo de cambio:	2.901	3.178	4.804	14.623	10	-	5.215	16.053	372	-	97.913	-
Cobertura de flujos de caja	1.719	3.178	1.700	-	10	-	-	-	372	-	97.913	-
Cobertura de valor razonable	1.182	-	3.104	14.623	-	-	5.215	16.053	-	-	-	-
TOTAL	2.905	3.178	4.804	14.623	259	-	5.275	16.053	1.651	1.378	97.929	424

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacentes asociados:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 30-06-2017 MUS\$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2016 MUS\$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 01-01-2016 MUS\$
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(54)	(20.200)	(421)
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	1.534	(60)	2.638
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(17.725)	6	(443)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	3	242	-
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	-	(95.705)
FORWARD	Tipo de cambio	Otros	-	-	(28)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	1.720	10	-
FORWARD	Tipo de cambio	Costos operacionales	1.179	(1.068)	(1.365)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, ha sido la siguiente:

	30 de junio de 2017		30 de junio de 2016	
	Ingresos MUS\$	Gastos MUS\$	Ingresos MUS\$	Gastos MUS\$
Instrumento derivado	38.975	(4.715)	33.726	-
Partida subyacente	42	(39.126)	-	(38.143)
TOTAL	39.017	(43.841)	33.726	(38.143)

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de junio de 2017				31 de diciembre de 2016				1 de enero de 2016			
	Activos Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$	Activos Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$	Activos Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$	Activos Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$	Activos Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$	Activos Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	4.024	2.583	-	1.633	32.602	4.836	-	-	6.234	1.481	-	-

- (1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las filiales en el exterior. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIC 39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición".

Además, se incluyen instrumentos derivados cross currency swaps cuyo propósito era cubrir la tasa de interés y tipo de cambio de deudas financieras, las que debido a la reorganización societaria fueron transferidas a Enel Chile, por lo cual, se interrumpió la contabilidad de cobertura.

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los instrumentos derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores notacionales o contractuales:

Derivados Financieros	30 de junio de 2017						
	Valor Razonable MUS\$	Valor Notacional					
		Antes de 1 Año MUS\$	1-2 Años MUS\$	2-3 Años MUS\$	3-4 Años MUS\$	4-5 Años MUS\$	Total MUS\$
Cobertura de tipo de interés:	4	1.250	-	-	-	-	1.250
Cobertura de flujos de caja	4	1.250	-	-	-	-	1.250
Cobertura de tipo de cambio:	(13.349)	83.726	129.290	57.433	-	-	270.449
Cobertura de flujos de caja	3.196	47.760	-	57.433	-	-	105.193
Cobertura de valor razonable	(16.545)	35.966	129.290	-	-	-	165.256
Derivados no designados contablemente de cobertura	(192)	381.298	7.051	119.430	-	-	507.779
TOTAL	(13.537)	466.274	136.341	176.863	-	-	779.478

Derivados Financieros	31 de diciembre de 2016						
	Valor Razonable MUS\$	Valor Nocional					Total MUS\$
		Antes de 1 Año MUS\$	1-2 Años MUS\$	2-3 Años MUS\$	3-4 Años MUS\$	4-5 Años MUS\$	
Cobertura de tipo de interés:	188	33.959	-	-	-	-	33.959
Cobertura de flujos de caja	188	33.959	-	-	-	-	33.959
Cobertura de tipo de cambio:	(21.259)	13.735	46.025	85.213	-	-	144.973
Cobertura de flujos de caja	10	6.885	-	-	-	-	6.885
Cobertura de valor razonable	(21.269)	6.850	46.025	85.213	-	-	138.088
Deivados no designados contablemente de cobertura	27.766	1.494.565	-	-	-	-	1.494.565
TOTAL	6.695	1.542.259	46.025	85.213	-	-	1.673.497

Derivados Financieros	1 de enero de 2016						
	Valor Razonable MUS\$	Valor Nocional					Total MUS\$
		Antes de 1 Año MUS\$	1-2 Años MUS\$	2-3 Años MUS\$	3-4 Años MUS\$	4-5 Años MUS\$	
Cobertura de tipo de interés:	2.217	53.797	31.422	-	-	-	85.220
Cobertura de flujos de caja	2.217	53.797	31.422	-	-	-	85.220
Cobertura de tipo de cambio:	(97.541)	434.286	-	-	-	-	434.286
Cobertura de flujos de caja	(97.541)	434.286	-	-	-	-	434.286
Deivados no designados contablemente de cobertura	4.753	62.892	-	-	-	-	62.892
TOTAL	(90.571)	550.975	31.422	-	-	-	582.398

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

21.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 4.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	30-06-2017 MUS\$	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	4.901	-	4.901	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	1.182	-	1.182	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.024	-	4.024	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	48.510	48.510	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	1.112.074	-	1.112.074	-
Total	1.170.691	48.510	1.122.181	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	1.700	-	1.700	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	17.726	-	17.726	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.216	-	4.216	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	-	-	-	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	-	-	-	-
Total	23.642	-	23.642	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2016 MUS\$	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	312	53	259	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	32.602	-	32.602	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	64.251	64.251	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	1.026.870	-	1.026.870	-
Total	1.124.035	64.304	1.059.731	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	60	-	60	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	21.279	10	21.269	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.836	-	4.836	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	954	-	954	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	114.491	-	114.491	-
Total	141.620	10	141.610	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	01-01-2016 MUS\$	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	3.028	-	3.028	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	6.234	-	6.234	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	49.943	49.943	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	687.019	-	687.019	-
Total	746.224	49.943	696.281	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	98.352	-	98.352	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.481	-	1.481	-
Total	99.833	-	99.833	-

21.3.1 Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica con nivel 3.

El Grupo no posee activos o pasivos financieros medidos a valor razonable, que estén categorizados como de Nivel 3.

22. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corriente			No Corriente		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Acreedores comerciales						
Proveedores por compra de energía	454.980	335.118	367.782	283.943	-	3.164
Proveedores por compra de combustibles y gas	26.405	46.989	55.082	-	-	-
Total Acreedores comerciales	481.385	382.107	422.864	283.943	-	3.164
Otras cuentas por pagar						
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	109.115	138.923	150.011	-	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	392.532	332.857	308.156	359.801	348.519	264.582
Cuentas por pagar bienes y servicios	647.547	746.118	628.970	35.674	17.357	25.615
Cuentas por pagar por compra de activos	69.206	86.562	21.672	10.875	9.849	-
Multas y reclamaciones (2)	210.615	172.412	132.598	-	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	27.246	20.725	18.120	92.259	34.430	25.263
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	509.559	299.236	121.208	22.297	76	3.730
IVA Debito Fiscal	81.817	62.817	61.502	67.494	69.311	55.572
Cuentas por pagar al personal	163.334	154.064	97.875	9.634	3.979	3.616
Otras cuentas por pagar	180.389	76.793	82.794	144.024	28.488	17.726
Sub total Otras cuentas por pagar	2.391.360	2.090.507	1.622.906	742.058	512.009	396.104
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.872.745	2.472.614	2.045.770	1.026.001	512.009	399.268

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 20.4.

(1) Al 30 de junio de 2017, en nuestra filial Edesur, se incluyen MUS\$ 323.791 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 295.503 y MUS\$200.829 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente). Adicionalmente, se incluye un total de MUS\$ 428.542 (MUS\$ 385.873 y MUS\$ 367.684 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) por contratos de mutuo y cesión de créditos en garantía firmados con CAMMESA para (i) el financiamiento de necesidades operativas impostergables para el funcionamiento y de la central generadora en nuestra filial Enel Generación Costanera; (ii) el financiamiento de las necesidades de mantenimiento de los turbogeneradores en nuestra filial Dock Sud; y (iii) el financiamiento del Plan Extraordinario de Inversiones en nuestra filial Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra filial Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 30 de junio de 2017, se incluye MU\$ 19.433 (MUS\$ 69.971 al 31 de diciembre de 2016) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (ver Nota 32).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, se expone en Anexo 7.

23. PROVISIONES

- a) El desglose de las provisiones al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

Provisiones	Corriente			No corriente		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Por reclamaciones legales	198.587	121.042	59.269	506.064	276.350	203.976
Por desmantelamiento o restauración (*)	27.517	3.533	1.057	67.569	11.747	8.912
Provisión Medio Ambiente (**)	1.007	28.387	103.331	262	60.184	44.891
Otras provisiones	20.347	26.304	15.597	5.178	173	1.104
Total	247.458	179.266	179.254	579.073	348.454	258.883

(*) El plan de restauración en Emgesa derivado por el Proyecto El Quimbo incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años. Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, creación de una franja de protección, programas lóticos y pesqueros y programas de monitoreo de fauna y flora.

(**) Provisiones Medio Ambiente corresponden a obligaciones derivadas de la licencia ambiental para el proyecto El Quimbo, por contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de central en el año 2016.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

- b) El movimiento de las provisiones por el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS\$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS\$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS\$	Total MUS\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2017	397.392	15.280	115.048	527.720
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	151.702	90.452	(70.864)	171.290
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	218.205	-	-	218.205
Provisión Utilizada	(117.397)	(8.239)	(20.479)	(146.115)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	96.880	971	583	98.434
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(14.322)	(3.290)	2.506	(15.106)
Otro Incremento (Decremento)	(27.809)	(88)	-	(27.897)
Total Movimientos en Provisiones	307.259	79.806	(88.254)	298.811
Saldo al 30 de junio de 2017	704.651	95.086	26.794	826.531

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS\$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS\$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS\$	Total MUS\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	263.245	9.969	164.923	438.137
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	114.593	2.298	30.953	147.844
Provisión Utilizada	(56.898)	(1.237)	(103.642)	(161.777)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	53.030	1.501	7.345	61.876
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	22.823	328	11.713	34.864
Otro Incremento (Decremento)	599	2.421	3.756	6.776
Total Movimientos en Provisiones	134.147	5.311	(49.875)	89.583
Saldo Final al 31 de diciembre de 2016	397.392	15.280	115.048	527.720

24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

24.1 Aspectos generales:

Enel Américas y algunas de sus filiales radicadas en Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 4.I.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- **Indemnizaciones por años de servicios:** El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.

b) Otros Beneficios

Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se devenga a partir del segundo año.

Cesantías: Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de devengo diario y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).

Premios por antigüedad: Existe un convenio de otorgar a los trabajadores ("sujetos al convenio colectivo") una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva.

Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

Por cumplir 5, 10 y 15 años	–	1 remuneración básica mensual
Por cumplir 20 años	–	1 ½ remuneración básica mensual
Por cumplir 25, 30, 35 y 40 años	–	2 ½ remuneración básica mensual

Plan de Salud Emgesa: Consiste en la contratación de un operador para la prestación del servicio médico y odontológico a familiares (grupo familiar básico) de pensionados de Emgesa. Este beneficio cubre a los beneficiarios de pensionados y en caso de fallecimiento del titular, el beneficio se mantiene 6 meses más sobre los beneficiarios del pensionado, período en el cual finaliza el beneficio.

c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

24.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Obligaciones post empleo	387.560	341.353	263.702
Total Pasivo	387.560	341.353	263.702
Total Obligaciones Post Empleo, neto	387.560	341.353	263.702

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Obligaciones post empleo	1.037.665	859.452	602.775
(-) Plan de activos (*)	(708.270)	(574.815)	(400.236)
Total	329.395	284.637	202.539
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	35.130	33.419	31.059
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	23.035	23.297	30.104
Total Obligaciones Post Empleo, neto	387.560	341.353	263.702

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras filiales radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$ 35.130 al 30 de junio de 2017 (MUS\$ 33.419 y MUS\$ 31.059 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción* (“CINIIF 14”), ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, el superávit sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.

(***) En Enel Distribución Río S.A., y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción*, se ha registrado un monto de MUS\$ 23.035 al 30 de junio de 2017 (MUS\$ 23.297 y MUS\$ 30.104 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) correspondiente a los contratos de deudas actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Río S.A.), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

- b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Por los períodos terminados	
	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.777	1.544
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	51.340	41.376
Ingresos por intereses activos del plan	(34.969)	(29.489)
Costos de Servicios Pasados	-	1.681
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	2.161	2.420
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	20.309	17.532
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	12.606
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	20.309	30.138

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es la siguiente:

Pasivo Actuarial Neto	MUS\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	263.702
Costo Neto por Intereses	29.571
Costos de los Servicios en el Período	3.704
Beneficios Pagados en el Período	(19.022)
Aportaciones del Período	(24.906)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	84.526
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	14.168
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(47.621)
Cambios del Límite del Activo	(9.217)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(12.456)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	2.601
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	25.009
Traspaso del personal	(1.697)
Otros	(756)
Diferencias de Conversión	33.747
Saldo al 31 de diciembre de 2016	341.353
Costo Neto por Intereses	18.532
Costos de los Servicios en el Período	1.777
Beneficios Pagados en el Período	(35.624)
Aportaciones del Período	(18.307)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	84.040
Traspaso del personal	(19)
Diferencia de conversión	(4.192)
Pasivo Actuarial Neto Final al 30 de junio de 2017	387.560

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	MUS\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	602.775
Costo del servicio corriente	3.704
Costo por intereses	87.079
Aportaciones efectuadas por los participantes	601
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	84.526
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	14.168
Diferencia de conversión de moneda extranjera	113.952
Contribuciones pagadas	(72.510)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	2.601
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	25.009
Traspaso del personal	(1.697)
Otros	(756)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	859.452
Costo del servicio corriente	1.777
Costo por intereses	51.340
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(12.885)
Contribuciones pagadas	(35.624)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	173.624
Traspaso del personal	(19)
Saldo al 30 de junio de 2017	1.037.665

Al 30 de junio de 2017, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,28% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,34% y 0,72% a 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente), en un 84,93% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (81,36% y 80,50% a 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente), en un 12,45% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (15,49% y 15,01% a 31 de diciembre 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente), en un 1,93% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (2,34% y 3,16% a 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) y el 0,41% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,47% y 0,61% al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Valor razonable del plan de activos	MUS\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	(400.236)
Ingresos por intereses	(62.649)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(47.621)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(92.290)
Aportaciones del empleador	(24.906)
Aportaciones pagadas	(601)
Contribuciones pagadas	53.488
Saldo al 31 de diciembre de 2016	(574.815)
Ingresos por intereses	(34.969)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	9.405
Aportaciones del empleador	(18.307)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(89.584)
Saldo al 30 de junio de 2017	(708.270)

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Categoría de los Activos del Plan	30-06-2017		31-12-2016		01-01-2016	
	MUS\$	%	MUS\$	%	MUS\$	%
Acciones (renta variable)	29.882	4,22%	24.771	4,31%	49.530	12,38%
Activos de renta fija	588.821	83,14%	477.382	83,05%	296.197	74,01%
Inversiones inmobiliarias	71.212	10,05%	65.592	11,41%	47.020	11,75%
Otros	18.355	2,59%	7.070	1,23%	7.489	1,87%
Total	708.270	100%	574.815	100%	400.236	100%

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Celg, mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, Faelce (una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Ceará) mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará, Brasiletros (una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río) y Eletra (Una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de CELG) mantienen acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, las fundaciones Faelce y Brasiletros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará, mientras que en Eletra las inversiones inmobiliarias son exclusivamente para el uso propio de la fundación.

A continuación se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en arriendos e inmuebles propios del Grupo.

	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Inmuebles	25.887	27.715	23.285
Total	25.887	27.715	23.285

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	MUS\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	31.059
Intereses de Activo no reconocidos	5.141
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(9.217)
Diferencias de Conversión	6.436
Saldo al 31 de diciembre de 2016	33.419
Intereses de Activo no reconocidos	2.161
Diferencias de Conversión	(450)
Total Techo del Activo al 30 de junio de 2017	35.130

Otras revelaciones:

- **Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

	Chile			Brasil			Colombia			Argentina			Perú		
	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016
Tasas de descuento utilizadas	4,70%	4,70%	5,00%	12,2% - 12,3%	12,2% - 12,31%	14,02% - 14,21%	6,54%	6,54%	7,25%	5,50%	5,50%	5,50%	6,20%	6,20%	7,60%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	4,00%	9,18%	9,18%	9,69%	4,20%	4,20%	4,20%	0,00%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	RV-2009	AT 2000	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	RV 2004	CB-H-2014 RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	RV 2009
Tasa de rotación esperada	6,12% - 7,00%	6,12% - 7,00%	5,69%	4,55% - 5,68%	4,55% - 5,68%	4,55% - 5,68%	0,35% - 0,74%	0,35% - 0,74%	0,44% - 0,65%	1,20% - 1,52%	1,20% - 1,52%	1,20% - 1,52%	3,88% - 4,20%	3,88% - 4,20%	3,90% - 4,07%

- **Sensibilización:**

Al 30 de junio de 2017, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de MUS\$ 70.736 (MUS\$ 70.274 y MUS\$ 45.932 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 82.861 (MUS\$ 82.320 y MUS\$ 53.566 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) en caso de una baja de la tasa.

- **Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro “gastos de personal” en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016 fueron de MUS\$ 5.082 y MUS\$ 3.180, respectivamente.

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a MUS\$ 52.375.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo corresponde a 11,14 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	MUS\$
1	48.497
2	66.564
3	66.921
4	66.170
5	67.022
Más de 5	335.274

25. PATRIMONIO

25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

25.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 30 de junio de 2017 asciende a US\$ 6.763.204.424 representado por 57.452.641.516 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. El capital al 31 de diciembre de 2016 ascendió a US\$ 6.903.683.778 representado por 58.324.975.387 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. El capital de Enel Américas al 1 de enero de 2016 ascendió a US\$ 10.680.663.292 representado en 49.092.772.762 de acciones. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera 31 de diciembre de 2016 ascienden a US\$ 139.630.480 representadas por 872.333.871 acciones, que fueron compradas como resultado del proceso de fusión de acuerdo con el siguiente detalle:

- 129.829.692 acciones por un monto total de US\$ 21.517.199 correspondientes a los accionistas minoritarios de Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas que disintieron con respecto a la fusión y ejercieron su derecho a retiro.
- 742.504.179 acciones por un monto total de US\$ 118.113.281 correspondientes a las acciones de Endesa Américas compradas en la Oferta Pública de Acciones.

El 27 de abril de 2017, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Américas aprobó la cancelación de las acciones propias en cartera adquiridas como resultado del proceso de fusión y la consecuente disminución del capital social por el mismo monto.

Cambios en el Capital Emitido como consecuencia de la Reorganización Societaria:

Proceso de División:

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis (actual Enel Américas) celebrada el 18 de diciembre de 2015, los accionistas aprobaron la división de Enersis en dos sociedades, surgiendo de esta División la nueva sociedad anónima abierta Enersis Chile S.A., regida por el Título XII del D.L. 3500, a la que se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones accionarias en cada una, Chilectra y Endesa Chile, ya divididas, e incorporándose en ella la totalidad de los accionistas de Enersis en la misma proporción que les corresponde en el capital de Enel Américas por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Enel Américas las participaciones societarias de Enersis fuera de Chile, incluyendo sus participaciones accionarias en las sociedades resultantes de las divisiones de Chilectra y Endesa Chile, y los pasivos vinculados a ellas, al igual que todos los demás activos y pasivos no asignados expresamente a Enersis Chile en la División.

Como parte del acuerdo de División, se acordó asimismo (i) la disminución del capital de Enersis (actual Enel Américas) producto de la División desde la suma de US\$ 10.680.663.292, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de US\$ 7.649.477.307, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; (ii) establecer el capital de Enersis Chile en la suma de US\$ 3.211.185.985, correspondiente al monto que en que se disminuyó el capital de Enersis, dividido en 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal; y (iii) la distribución del patrimonio social entre Enersis y Enersis Chile, asignándose a Enersis Chile los activos y delegándosele los pasivos según lo señalado en la referida junta.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis y desde esa fecha ha comenzado a existir la compañía Enersis Chile S.A., verificándose además la correspondiente disminución de capital y demás reformas estatutarias de la hasta entonces Enersis S.A., que pasó a denominarse Enersis Américas S.A.

El 4 de octubre de 2016, las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Chile, Endesa Chile y Chilectra aprobaron el cambio de razón social de estas sociedades por Enel Chile S.A., Enel Generación Chile S.A. y Enel Distribución Chile S.A., respectivamente. El cambio de nombre se concretó finalmente el 18 de octubre de 2016, a través de la modificación de los estatutos de cada sociedad.

Proceso de Fusión:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora, bajo el nuevo nombre de “Enel Américas”. En esta fusión, Enersis Américas absorbió por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, cada una de las cuales fueron disueltas sin necesidad de liquidación, sucediéndolas Enersis Américas en todos sus derechos y obligaciones.

Con fecha 14 de septiembre de 2016, Enersis Américas comenzó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (“OPA”) sobre la totalidad de las acciones emitidas por Endesa Américas y una “Tender Offer” sobre la totalidad de los American Depository Shares (“ADSs”) y sobre las acciones cuyos titulares residen en los Estados Unidos de América, emitidos por dicha sociedad, por un precio de Ch\$300 por acción (o en el caso de los ADS el equivalente en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica de Ch\$9.000 por ADS).

La OPA era contingente a (i) la aprobación de la fusión por los accionistas en la junta extraordinaria de accionistas celebradas en conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas (la cual fue obtenida el 28 de septiembre de 2016); (ii) menos del 10% de las acciones de Enersis Américas, 10% de las acciones de Endesa Américas y un 0,91% de las acciones de Chilectra Américas ejerzan el derecho a retiro en relación con la fusión, siempre que ningún accionista posea más del 65% de Enersis Américas después del ejercicio del derecho a retiro, y (iii) la ausencia de cualquier evento significativo adverso en Endesa Américas y sus filiales. No habiéndose cumplido ninguna de las causales suspensivas anteriormente mencionadas, la OPA finalizó satisfactoriamente el 28 de octubre de 2016. La OPA resultó en la compra de 265.180.064 acciones de Endesa Américas por un monto total de MUS\$118.113.

En resumen, Enersis Américas incrementó su participación accionaria en Endesa Américas en un 3,23%, llegando a controlar directamente un 63,21% de las acciones de la sociedad.

Con fecha 15 de noviembre de 2016, y en virtud de lo resuelto por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas de fecha 28 de septiembre de 2016, Enersis Américas suscribió conjuntamente con sus filiales Endesa Américas S.A. (“Endesa Américas”) y Chilectra Américas (“Chilectra Américas”), la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión, que da cuenta de la verificación de las condiciones suspensivas a que se encontraba sujeta la Fusión, permitiendo hacer efectiva la Fusión a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgare la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión.

Con fecha 1 de diciembre de 2016, se materializó la Fusión, incorporándose en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolvieron de pleno derecho sin necesidad de liquidación. En esa misma fecha, Enersis Américas cambió su actual razón social, a la de Enel Américas S.A.

Como consecuencia de la aprobación y materialización de la fusión, los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, tuvieron las siguientes opciones:

- Los accionistas de Endesa Américas que participaron en la fusión recibieron 2,8 acciones de Enersis Américas por cada una de las acciones de Endesa Américas que ellos poseían, y 1.68 ADS de Enersis Américas por cada uno de los ADS de Endesa Américas que ellos poseían, dado que Endesa Américas dejó de existir como una entidad individual una vez materializada la fusión;
- Los accionistas de Chilectra Américas que participaron en la fusión recibieron 4,0 acciones de Enersis Américas por cada una de las acciones de Chilectra Américas que ellos poseían dado que Chilectra Américas también dejó de existir como una entidad individual una vez materializada la fusión;
- Los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas que disintieron con respecto a la fusión y ejercieron su derecho a retiro establecido en las leyes Chilenas recibieron un pago en efectivo equivalente al promedio ponderado de los precios de cierre de las acciones de Enersis Américas o acciones de Endesa Américas, como fuera el caso, que fueron informados en las Bolsas de Valores en Chile durante el período de 60 días transados precedente al período de 30 días transados previo a la fecha en la cual la fusión fue aprobada o el valor en libros de las acciones de Chilectra Américas, como fuere aplicable; y
- Los accionistas de Endesa Américas pudieron ofrecer sus acciones de Endesa Américas y ADS en la OPA.

Los movimientos en el número de acciones de Enel Américas como consecuencia de la fusión se resumen en la siguiente tabla:

Número de acciones en circulación de Enel Américas previo a la fusión		49.092.772.762	
	Número de Acciones	Razón de intercambio de acciones	Número de Acciones
<u>Emisión de nuevas acciones (1):</u>			
Canje de acciones con accionistas minoritarios de Endesa Américas	3.282.265.786	2,8	9.190.344.201
Canje de acciones con accionistas minoritarios de Chilectra Américas	10.464.606	4	41.858.424
Total emisión nuevas acciones	3.292.730.392		9.232.202.625
<u>Recompra de acciones (2):</u>			
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Enersis Américas	(119.185.929)		(119.185.929)
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Endesa Américas	(3.706.909)	2,8	(10.379.345)
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Chilectra Américas	(65.035)	4	(260.140)
Acciones remanentes por canje de acciones			(4.278)
Total recompra de acciones	(122.957.873)		(129.829.692)
<u>Oferta Pública de Acciones Endesa Américas (3):</u>			
Acciones compradas	(265.180.064)	2,8	(742.504.179)
Total OPA Endesa Américas	(265.180.064)		(742.504.179)
Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión		57.452.641.516	
Número total de acciones capital emitido		58.324.975.387	
Número total de acciones propias en cartera		(872.333.871)	
Número acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión		57.452.641.516	

- (1) Con fecha 29 de diciembre de 2016, se realizó la inscripción en el Registro de Valores de 9.232.202.625 nuevas acciones de Enel Américas, emitidas con ocasión de la fusión. El monto total por la emisión de estas nuevas acciones fue de MUS\$ 1.553.687.
- (2) El monto total pagado por la recompra de acciones fue de MUS\$21.517.
- (3) El monto total de acciones de Endesa Américas compradas en la OPA fue de MUS\$118.113.

Enel Américas continuará transando sus acciones públicamente en las Bolsas de Valores en Chile y sus ADS en la Bolsa de Valores de Nueva York ("NYSE"). En la fusión, las acciones y ADS de Endesa Américas y las acciones de Chilectra Américas fueron convertidas en acciones y ADS de Enersis Américas, como fuere aplicable, y Endesa Américas y Chilectra Américas dejaron de transar en las Bolsas de Valores en Chile y Endesa Américas dejó de transar en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Posteriormente a la fusión, Enel SpA continua siendo la última matriz controladora, a través de su participación mayoritaria en las acciones de Enel Américas y los anteriores accionistas minoritarios de Endesa Américas y Chilectra Américas, en conjunto con los actuales accionistas minoritarios de Enel Américas, poseerán sus correspondientes participaciones no controladoras en Enel Américas.

25.1.2 Dividendos

Con fecha 25 de noviembre de 2014, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 30 de enero de 2015 un dividendo provisorio N° 90 de US\$0,00133 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2014, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2014, de conformidad con la política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2015, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N°90, de US\$0,00133 por acción), y un dividendo adicional, que sumados ascienden a un total de US\$ 490.317.886, que equivale a US\$ 0,00998751 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°90 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N°91 ascendente a US\$ 424.712.960, que equivale a US\$0,00886 por acción.

Con fecha 24 de noviembre de 2015, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 29 de enero de 2016 un dividendo provisorio N° 92 de US\$ 0,00910543 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2015, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2015, de conformidad con la política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2016, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio proforma pagado en enero de 2016) y un dividendo adicional, que asciende a un total de US\$ 295.657.660, que equivale a US\$ 0,006019495 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°92 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°93 ascendente a US\$ 241.946.275 que equivale a US\$ 0,004928341 por acción.

Con fecha 24 de noviembre de 2016, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistente, el pago de un Dividendo Provisorio N° 94 de US\$ 0,001392 por acción por un monto total de US\$ 80.300.566, con cargo al resultado del ejercicio 2016, a pagarse a contar del 27 de enero de 2017. El monto del dividendo corresponde al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2016, de acuerdo con la política vigente de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada el 27 de abril de 2017, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio pagado en enero de 2017) y un dividendo adicional, que ascienden a un total de US\$ 288.326.860, que equivale a US\$0,00501 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°95 ascendente a US\$206.452.874, que equivale a US\$0,00359 por acción.

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Dólar por Acción	Imputado al Ejercicio
90	Provisorio	30-01-2015	0,00999	2014
91	Definitivo	25-05-2015	0,00886	2014
92	Provisorio	29-01-2016	0,00911	2015
93	Definitivo	24-05-2016	0,00493	2015
94	Provisorio	27-01-2017	0,00139	2016
95	Definitivo	26-05-2017	0,00356	2016

25.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	Por los Períodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(124.164)	(151.098)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	141.909	214.854
Enel Distribución Perú S.A.	56.407	64.329
Dock Sud	(22.926)	(17.342)
Enel Brasil S.A.	(485.728)	(675.715)
Enel Generación Costanera S.A.	(4.031)	(7.899)
Emgesa S.A. E.S.P.	6.608	26.714
Enel Generación El Chocón S.A.	(103.606)	(104.297)
Enel Generación Perú S.A.	122.649	121.254
Enel Generación Piura S.A.	12.591	12.846
Otros	(10.037)	(4.648)
Diferencia de conversión por cambio moneda de presentación (1)	-	(2.028.298)
TOTAL	(410.328)	(2.549.300)

25.3 Gestión del capital

El objetivo de Enersis Américas en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

25.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 30 de junio de 2017, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus filiales Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Perú, Enel Generación Piura, Enel Generación Perú asciende a MUS\$ 1.127.829, MUS\$ 82.964, MUS\$ 290.741, MUS\$ 103.458, y MUS\$ 13.717, respectivamente.

25.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, fueron los siguientes:

	Saldo al 1 de enero de 2017 MUS\$	Movimiento 2017 MUS\$	Saldo al 30 de junio de 2017 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(388.942)	(21.386)	(410.328)
Coberturas de flujo de caja (b)	(11.423)	1.383	(10.040)
Activos financieros disponibles para la venta	227	(335)	(108)
Otras reservas varias (c)	(3.364.559)	(836)	(3.365.395)
TOTAL	(3.764.697)	(21.174)	(3.785.871)

	Saldo al 1 de enero de 2016 MUS\$	Movimiento 2016 MUS\$	Saldo al 30 de junio de 2016 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(3.165.288)	615.988	(2.549.300)
Coberturas de flujo de caja (b)	(6.100)	4.927	(1.173)
Activos financieros disponibles para la venta	(256)	466	210
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(173.187)	173.187	-
Otras reservas varias (c)	(4.659.748)	1.366.197	(3.293.551)
TOTAL	(8.004.579)	2.160.765	(5.843.814)

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 2.7.3) y
 - La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 4.b.).
- b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 4.f.5.).
- c) **Otras reservas varias.**

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Otras Reservas Varias	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por reestructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(439.290)	(439.290)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)
Otras reservas varias (7)	(18.996)	52.849
Total	(3.365.396)	(3.293.551)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la reestructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enersis Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A. (Ver Nota 6.1).
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras filiales. Representan el efecto generado por compras de participaciones de filiales bajo control común.
- 4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- 5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el

cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.

- 6) Reserva OPA y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS\$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS\$ 523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
- 7) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en períodos anteriores.

25.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras al y por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, es el siguiente:

Compañías	Participaciones No Controladoras					
	30-06-2017 %	Patrimonio			Resultado	
		30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	0,36%	2.383	2.593	2.352	(186)	(124)
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	26,00%	202.713	200.150	144.065	17.640	15.411
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,52%	394.252	439.533	381.334	54.624	45.729
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	575.036	601.642	580.355	74.117	71.858
Enel Distribucion Perú S.A.A.	24,32%	131.075	121.374	106.810	12.760	13.208
Enel Generacion Perú S.A.A.	16,40%	147.866	138.510	128.798	9.027	12.751
Chinango S.A.C.	20,00%	22.401	21.999	20.093	1.902	2.304
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	(22.312)	701	11.087	(23.903)	(2.128)
Enel Generacion Costanera S.A.	24,32%	5.808	8.030	5.294	(1.587)	(117)
Enel Generacion El Chocón S.A.	32,33%	75.558	69.455	67.884	16.432	10.197
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	32.777	33.116	33.879	2.884	3.261
Central Dock Sud S.A.	29,76%	32.080	32.418	33.142	2.847	3.199
Enel Distribución Chile S.A. (1)	0,00%	-	-	14.248	-	398
Chilectra Américas S.A. (2)	0,00%	-	-	-	-	94
Enel Generación Chile S.A. (1)	0,00%	-	-	1.492.348	-	70.191
Endesa Américas S.A. (2)	0,00%	-	-	-	-	39.460
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (1)	7,35%	-	-	15.350	-	1.744
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	4.388	3.947	3.100	406	378
Celg Distribuição S.A.	5,16%	1.019	-	-	(56)	-
Otros		6.435	6.637	6.582	1.162	860
TOTAL		1.611.479	1.680.105	3.046.721	168.069	288.674

- (1) Al 1 de enero de 2016, estas entidades están clasificadas como operaciones discontinuadas. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas compañías dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 6.1).
- (2) Con fecha 1 de diciembre de 2016, estas sociedades fueron fusionadas en y con Enel Américas S.A., las cuales fueron disueltas sin necesidad de liquidación (Ver Nota 25.1.1)

26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	Períodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Ventas de energía (1)	4.042.524	3.071.492
Generación	835.960	862.411
Clientes Regulados	32.856	82.991
Clientes no Regulados	435.501	509.799
Ventas de Mercado Spot	2.002	243.892
Otros Clientes	365.601	25.729
Distribución	3.206.564	2.209.081
Residenciales	1.485.560	998.515
Comerciales	800.993	584.008
Industriales	325.080	244.814
Otros Consumidores	594.931	381.744
Otras ventas	21.181	29.637
Ventas de gas	16.971	15.633
Ventas de otros combustibles	2.807	3.656
Ventas de productos y servicios	1.403	10.348
Otras prestaciones de servicios	409.708	341.453
Peajes y transmisión	293.174	201.864
Arriendo equipos de medida	61	52
Alumbrado público	2.671	1.954
Verificaciones y enganches	7.120	6.588
Servicios de ingeniería y consultoría	75	4.172
Otras prestaciones	106.607	126.823
Total Ingresos de actividades ordinarias	4.473.413	3.442.582

Otros Ingresos	Períodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Ingresos por contratos de construcción	332.345	152.842
Otros Ingresos (2)	85.473	126.638
Total Otros Ingresos	417.818	279.480

- (1) En Argentina, con fecha 29 enero de 2016, el ENRE emitió la Resolución N° 1/2016 que aprobó los valores del cuadro tarifario de Edesur con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a las cero hora del 01 de febrero de 2016, los efectos reconocidos por esta resolución en el período terminado el 30 de junio de 2016 fueron de MUS\$ 298.303.
- (2) Los otros ingresos incluyen MUS\$ 2.306 y MUS\$ 40.469 por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, respectivamente, relacionados con los contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Enel Generación Costanera S.A. suscribió con CAMMESA.

27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Períodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Compras de energía	(1.768.970)	(1.133.091)
Consumo de combustible	(112.216)	(224.171)
Gastos de transporte	(260.273)	(185.312)
Costos por contratos de construcción	(332.345)	(152.842)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(225.053)	(123.733)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(2.698.857)	(1.819.149)

28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Períodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Sueldos y salarios	(249.395)	(198.481)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(6.859)	(6.405)
Seguridad social y otras cargas sociales	(126.034)	(93.792)
Otros gastos de personal	(53.216)	(7.123)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(435.504)	(305.801)

29. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO

El detalle de los gastos por depreciación, amortización y pérdida por deterioro por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, es el siguiente:

	Períodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Depreciación	(199.715)	(169.344)
Amortización	(111.171)	(57.605)
Subtotal	(310.886)	(226.949)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(90.376)	(36.792)
Total	(401.262)	(263.741)

(*) Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Períodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$	2017 MUS\$	2016 MUS\$	2017 MUS\$	2016 MUS\$	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Activos financieros (ver nota 10)	(1.870)	(1.461)	(78.465)	(35.331)	-	-	(80.335)	(36.792)
Otros activos financieros	151	-	-	-	-	-	151	-
Propiedad, planta y equipo (ver nota 17)	(10.192)	-	-	-	-	-	(10.192)	-
Total	(11.911)	(1.461)	(78.465)	(35.331)	-	-	(90.376)	(36.792)

30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Periodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Otros suministros y servicios	(133.825)	(68.956)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(56.785)	(84.777)
Reparaciones y conservación	(121.220)	(79.478)
Indemnizaciones y multas	(2.048)	(5.687)
Tributos y tasas	(23.833)	(30.392)
Primas de seguros	(18.622)	(21.409)
Arrendamientos y cánones	(12.368)	(8.368)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(1.858)	(2.076)
Otros aprovisionamientos	(63.449)	(62.622)
Gastos de viajes	(10.551)	(8.138)
Gastos de medioambiente	(639)	(760)
Total	(445.198)	(372.663)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016 fue de MUS\$ 462 y MUS\$ 271, respectivamente.

31. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Periodos terminados el 31 de marzo de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Disposiciones y bajas inmovilizado material	1.015	110
Otros	103	246
Total Otras ganancias (pérdidas)	1.118	356

32. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, es el siguiente:

Ingresos financieros	Períodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Efectivo y otros medios equivalentes	67.970	68.469
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (2)	39	77
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (1)	13.314	34.277
Otros ingresos financieros	32.254	33.953
Total Ingresos Financieros	113.577	136.776

Costos financieros	Períodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Costos Financieros	(447.499)	(397.148)
Préstamos bancarios	(60.215)	(36.508)
Obligaciones con el público	(117.018)	(144.011)
Valoración derivados financieros	(141)	632
Actualización financiera de provisiones (3)	(98.434)	(111.575)
Obligación por beneficios post empleo (2)	(18.571)	(14.383)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(1.943)	(2.595)
Gastos financieros activados	4.672	22.384
Otros costos financieros	(155.849)	(111.092)
Resultado por unidades de reajuste (*)	-	(610)
Diferencias de cambio (**)	(7.802)	1.731
Total Costos Financieros	(455.301)	(396.027)
Total Resultado Financiero	(341.724)	(259.251)

- (1) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.
- (2) Ver nota 24.2.b).
- (3) Para el período terminado el 30 de junio de 2017, se incluyen MUS\$ 20.426 (MUS\$ 66.581 para el período terminado el 30 de junio de 2016) de nuestra filial Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Nota 23). Adicionalmente, nuestras filiales brasileñas Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., han reconocido MUS\$ 30.742 y MUS\$ 23.169 durante los ejercicios terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales (Ver Nota 23).

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajuste son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Períodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	32
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	-	(610)
Otras provisiones	-	(32)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	-	(610)

Diferencias de Cambio (**)	Períodos terminados el 30 de junio de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	796	(2.089)
Otros activos financieros	35.014	47.726
Otros activos no financieros	1.537	510
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(6.888)	749
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(7)	1.024
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(21.320)	(43.730)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(15.785)	5.947
Otros pasivos no financieros	(1.149)	(8.406)
Total Diferencias de Cambio	(7.802)	1.731

33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

33.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus filiales operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque “abajo hacia arriba” para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basado en IFRS 8.9 y en los criterios establecidos en IFRS 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

Segmento de Generación y Transmisión a informar:

- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Perú

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras filiales Enel Trading Argentina (ex Cemsa), Central DockSud, Enel Generación Costanera, y Enel Generación El Chocón; en Brasil por nuestras filiales EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, Enel Brasil, y Fortaleza; en Colombia por nuestra filial Emgesa, y en Perú por nuestras filiales Enel Generación Perú y Enel Generación Piura.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en cuatro países diferentes.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

Segmento de Distribución a informar:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia
- Negocio de Distribución en Perú

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra filial Edesur; en Brasil por nuestras filiales Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y CELG; en Colombia por nuestra filial Codensa; y en Perú por nuestra filial Enel Distribución Perú.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA, Margen Bruto, Capex Total, Opex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación y Transmisión, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

- a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión por un lado, y Distribución por otro;
- b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;
- c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
- d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
- e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución

La máxima autoridad en la toma de decisiones ("CODM" por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente del país revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados intermedios de del Grupo. En este contexto y considerando el proceso de restructuración societaria finalizado en el último trimestre del año 2016, descrito en Nota 6.1, los activos y pasivos relacionados con las operaciones en Chile son presentados como mantenidos para distribución a los propietarios, y en el caso de las cuentas de resultados, como operaciones discontinuadas.

33.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Linea de Negocio	Generación			Distribución			Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
ACTIVOS												
ACTIVOS CORRIENTES	977.246	1.113.956	5.596.360	2.267.345	1.999.305	3.144.713	521.312	1.662.533	2.402.277	3.765.903	4.775.794	11.143.350
Efectivo y equivalentes al efectivo	390.802	589.898	222.817	339.864	556.639	245.661	541.592	1.542.919	1.200.390	1.272.258	2.689.456	1.668.868
Otros activos financieros corrientes	49.361	26.377	16.147	51.164	52.266	48.118	5.121	57.613	31.858	105.646	136.256	96.123
Otros activos no financieros, corriente	25.361	26.617	37.872	238.012	114.574	101.493	2.245	2.244	4.249	265.618	143.435	143.614
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	354.594	322.203	396.437	1.547.924	1.205.881	1.129.727	10.503	10.774	6.070	1.913.021	1.538.858	1.532.234
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	100.159	92.472	98.144	8.347	11.527	38.973	(101.487)	(58.379)	(132.094)	7.019	45.620	5.023
Inventarios corrientes	50.587	48.267	47.406	66.424	50.077	86.157	625	854	291	117.636	99.198	133.854
Activos por impuestos corrientes, corriente	6.382	8.122	5.282	15.610	8.341	16.844	62.713	106.508	44.696	84.705	122.971	66.822
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	4.772.255	-	-	1.477.740	-	-	1.246.817	-	-	7.496.812
ACTIVOS NO CORRIENTES	5.122.350	5.287.479	5.732.400	8.644.201	6.337.519	5.761.654	544.702	450.680	(882.934)	14.311.253	12.075.678	10.611.120
Otros activos financieros no corrientes	4.389	1.893	881	1.112.107	1.027.387	688.414	30	30	26	1.116.526	1.029.310	689.321
Otros activos no financieros no corrientes	9.574	12.454	13.867	319.274	92.877	77.083	3.049	3.076	18.269	331.897	108.407	109.219
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	437.893	436.910	437.157	173.532	99.992	124.168	226	310	611.651	537.212	561.417	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	3.321	-	-	319	360	501	(3)	-	-	3.637	360	501
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	77.688	136.552	673.597	27	26	692.125	(74.529)	(134.808)	(1.322.126)	3.186	1.770	43.596
Activos intangibles distintos de la plusvalía	53.805	54.368	47.406	3.508.010	1.748.195	1.314.470	7.681	7.595	20.065	3.569.496	1.810.158	1.381.941
Plusvalía	7.468	19.029	141.800	129.903	131.374	108.008	578.166	564.355	375.684	715.537	714.758	625.492
Propiedades, planta y equipo	4.494.587	4.559.524	4.361.364	3.273.731	3.128.104	2.683.800	6.276	5.528	525	7.774.594	7.693.156	7.045.689
Activos por impuestos diferidos	33.625	66.749	56.328	127.298	109.204	73.085	23.806	4.594	24.531	184.729	180.547	153.944
TOTAL ACTIVOS	6.099.596	6.401.435	11.328.760	10.911.546	8.336.824	8.906.367	1.066.014	2.113.213	1.519.343	18.077.156	16.851.472	21.754.470

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Línea de Negocio	Generación			Distribución			Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS												
PASIVOS CORRIENTES	880.051	1.184.046	3.851.410	3.421.089	2.624.584	2.588.652	(345.426)	13.483	(95.885)	3.955.714	3.822.113	6.344.177
Otros pasivos financieros corrientes	120.070	228.528	324.251	526.816	510.558	290.253	12.707	14.771	354.114	659.593	753.857	968.618
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	533.956	589.539	482.585	2.314.792	1.757.230	1.480.325	23.997	125.845	102.860	2.872.745	2.472.614	2.045.770
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	138.361	144.216	147.246	353.916	169.231	101.571	(414.967)	(146.593)	(94.067)	77.310	166.854	154.750
Otras provisiones corrientes	40.312	47.415	114.649	189.209	113.960	64.605	17.891	-	-	247.458	179.266	179.254
Pasivos por impuestos corrientes	46.340	168.807	128.305	4.349	32.534	34.030	14.900	126	38.476	65.589	201.467	200.811
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	1.012	5.541	2.749	32.007	41.071	50.646	-	1.443	1.841	33.019	48.055	55.236
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	2.651.625	-	-	587.222	-	-	(499.109)	-	-	2.739.738
PASIVOS NO CORRIENTES	2.158.505	2.129.258	1.849.271	3.848.766	2.720.872	2.196.379	231.323	299.492	(167.699)	6.238.594	5.149.622	3.877.951
Otros pasivos financieros no corrientes	1.542.540	1.535.408	1.326.229	1.611.899	1.435.752	1.243.801	609.170	608.917	31.210	3.763.609	3.580.077	2.601.240
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	195.632	169.811	137.103	819.492	332.139	250.687	10.877	10.059	11.478	1.026.001	512.009	399.268
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	19.901	19.778	15.047	381.612	314.577	221.329	(401.513)	(334.355)	(236.376)	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	73.586	78.121	58.977	505.155	270.022	199.686	332	311	220	579.073	348.454	258.883
Pasivo por impuestos diferidos	261.893	263.998	255.242	168.044	53.887	49.201	8.545	11.674	22.110	438.482	329.559	326.553
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	35.224	36.429	30.343	349.456	302.038	229.700	2.880	2.886	3.659	387.560	341.353	263.702
Otros pasivos no financieros no corrientes	29.729	25.713	26.330	13.108	12.457	1.975	1.032	-	-	43.869	38.170	28.305
PATRIMONIO NETO	3.061.040	3.088.131	5.628.079	3.641.691	2.991.368	4.121.336	1.180.117	1.800.238	1.782.927	7.882.848	7.879.737	11.532.342
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.061.040	3.088.131	5.628.079	3.641.691	2.991.368	4.121.336	1.180.117	1.800.238	1.782.927	6.271.369	6.199.632	8.485.621
Capital emitido	513.183	1.025.134	2.079.423	1.897.967	843.335	1.211.912	4.352.054	5.035.215	4.882.102	6.763.204	6.903.684	8.173.437
Ganancias (pérdidas) acumuladas	868.955	870.193	3.321.225	(1.321.249)	196.145	1.992.102	3.746.331	2.134.787	(52.905)	3.294.037	3.201.125	4.760.422
Primas de emisión	37.228	37.697	290.157	62.513	63.307	4.995	(99.741)	(101.004)	(295.152)	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	(140.479)	-	-	(140.479)	-
Otras reservas	1.641.674	1.155.107	(62.726)	3.002.460	1.888.581	912.327	(6.818.527)	(5.128.281)	(2.251.118)	(3.785.872)	(3.764.698)	(4.448.238)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.611.479	1.680.105	3.046.721
Total Patrimonio Neto y Pasivos	6.099.596	6.401.435	11.328.760	10.911.546	8.336.824	8.906.367	1.066.014	2.113.213	1.519.343	18.077.156	16.851.472	21.754.470

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES								
INGRESOS	1.390.364	1.406.310	3.921.016	2.653.681	(420.149)	(337.931)	4.891.231	3.722.060
Ingresos de actividades ordinarias	1.348.941	1.343.735	3.543.252	2.435.700	(418.780)	(336.853)	4.473.413	3.442.582
Ventas de energía	1.206.870	1.172.245	3.206.794	2.209.290	(371.141)	(310.043)	4.042.523	3.071.492
Otras ventas	19.778	19.288	1.403	1.568	-	8.781	21.181	29.637
Otras prestaciones de servicios	122.293	152.202	335.055	224.842	(47.639)	(35.591)	409.709	341.453
Otros ingresos	41.423	62.575	377.764	217.981	(1.369)	(1.078)	417.818	279.478
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(532.955)	(574.803)	(2.585.065)	(1.587.846)	419.163	343.500	(2.698.857)	(1.819.149)
Compras de energía	(237.707)	(198.842)	(1.930.877)	(1.265.047)	399.615	330.798	(1.768.969)	(1.133.091)
Consumo de combustible	(112.216)	(224.171)	-	-	-	-	(112.216)	(224.171)
Gastos de transporte	(124.661)	(97.885)	(159.598)	(106.268)	23.985	18.841	(260.274)	(185.312)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(58.371)	(53.905)	(494.590)	(216.531)	(4.437)	(6.139)	(557.398)	(276.575)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	857.409	831.507	1.335.951	1.065.835	(986)	5.569	2.192.374	1.902.911
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	1.956	3.609	71.628	37.459	-	75	73.584	41.143
Gastos por beneficios a los empleados	(73.888)	(68.204)	(348.471)	(220.100)	(13.145)	(17.497)	(435.504)	(305.801)
Otros gastos, por naturaleza	(69.025)	(72.909)	(358.443)	(265.154)	(17.730)	(34.600)	(445.198)	(372.663)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	716.452	694.003	700.665	618.040	(31.861)	(46.453)	1.385.256	1.265.590
Gasto por depreciación y amortización	(117.350)	(102.996)	(193.856)	(124.031)	320	77	(310.886)	(226.950)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(11.910)	(1.461)	(78.490)	(35.264)	24	(67)	(90.376)	(36.792)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	587.192	589.546	428.319	458.745	(31.517)	(46.443)	983.994	1.001.848
RESULTADO FINANCIERO	(58.017)	(69.564)	(299.623)	(215.886)	15.916	26.200	(341.724)	(259.250)
Ingresos financieros	31.866	30.382	62.355	79.488	19.356	26.906	113.574	136.776
Efectivo y otros medios equivalentes	28.990	26.506	19.034	15.492	19.946	26.471	67.970	68.469
Otros ingresos financieros	2.876	3.876	43.321	63.996	(590)	435	45.607	68.307
Costos financieros	(95.271)	(122.803)	(357.016)	(289.106)	4.788	14.761	(447.499)	(397.148)
Préstamos bancarios	(9.425)	(13.444)	(50.788)	(23.063)	(2)	-	(60.215)	(36.507)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(55.532)	(68.949)	(48.542)	(64.881)	(12.944)	(10.181)	(117.018)	(144.011)
Otros	(30.314)	(40.410)	(257.686)	(201.162)	17.734	24.942	(270.266)	(216.630)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	(609)	-	(609)
Diferencias de cambio	5.388	22.857	(4.962)	(6.268)	(8.228)	(14.858)	(7.802)	1.731
Positivas	31.023	94.379	14.650	35.222	67.758	46.203	113.431	175.804
Negativas	(25.635)	(71.522)	(19.612)	(41.490)	(75.986)	(61.061)	(121.233)	(174.073)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	2.776	991	-	1.632	734	(319)	3.510	2.304
Otras ganancias (pérdidas)	302	383	816	(36)	-	9	1.118	356
Resultado de Otras Inversiones	73	79	30	-	-	-	103	79
Resultados en Ventas de Activos	229	304	786	(36)	-	9	1.015	277
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	532.253	521.356	129.512	244.455	(14.867)	(20.553)	646.898	745.258
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(172.898)	(191.766)	(86.537)	(83.793)	(13.679)	41.599	(273.114)	(233.960)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	359.355	329.590	42.975	160.662	(28.546)	21.046	373.784	511.298
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	167.044	-	167.044
GANANCIA (PÉRDIDA)	359.355	329.590	42.975	160.662	(28.546)	188.090	373.784	678.342
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	359.355	329.590	42.975	160.662	(28.546)	188.090	373.784	678.342
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora							205.715	389.668
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras							168.069	288.674
País								
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO								
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	385.854	613.427	279.697	482.140	(4.221)	(90.675)	661.330	1.004.892
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(142.001)	(168.466)	(457.345)	(312.467)	(609.188)	(67.302)	(1.208.534)	(548.235)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(444.921)	(464.497)	(38.138)	(76.491)	(399.441)	(232.887)	(882.500)	(773.875)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

33.3 Países

País	Chile (Holdings y Otros)			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
ACTIVOS	719.939	1.692.473	10.147.225	613.951	624.101	471.845	1.797.439	1.377.785	1.113.706	470.147	697.376	524.452	459.447	538.692	346.770	(295.020)	(134.633)	(1.460.649)	3.785.903	4.775.794	11.143.300
ACTIVOS CORRIENTES	443.102	1.458.198	1.185.795	179.618	218.180	65.029	267.197	297.395	128.428	166.190	412.057	220.975	216.151	303.626	68.681	-	-	-	1.272.258	2.689.456	1.668.898
Electivo y equivalentes al efectivo	4.107	32.660	23.039	1.424	1.502	977	94.989	97.693	67.830	5.123	4.395	4.277	3	6	-	-	-	-	165.646	126.256	96.133
Otros activos financieros corrientes	307	233	57	10.160	7.197	3.892	230.847	113.027	113.028	14.063	7.247	13.693	10.241	15.731	12.944	-	-	-	265.618	143.435	143.614
Otros activos no financieros, corriente	3.474	2.313	1.028	370.087	321.816	304.932	1.125.190	805.492	755.781	228.254	231.556	292.486	189.082	177.552	216.901	(1.020)	129	1.107	1.91.001	1.538.858	1.532.234
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	226.466	111.030	101.534	31.735	34.972	34.112	37.713	31.509	27.672	1.098	533	2.905	4.042	2.338	1.600	(203.994)	(134.760)	(162.920)	7.919	45.620	5.923
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	-	20.429	16.278	56.532	8.615	2.530	1.268	49.538	41.588	30.109	39.054	38.802	45.945	-	-	-	117.636	99.198	133.854
Inventarios corrientes	42.484	88.039	40.164	498	4.156	6.372	32.928	30.139	19.799	7.921	-	8	874	637	479	-	-	-	84.705	122.971	66.822
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	8.795.648	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.298.836)	-	-	7.496.812
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.017.166	6.099.917	6.223.607	1.373.891	1.398.526	1.392.811	5.912.380	3.737.451	2.853.766	4.158.614	4.212.950	3.739.444	2.848.367	2.378.445	2.290.620	(9.999.165)	(5.751.611)	(5.889.128)	14.311.263	12.075.678	10.611.320
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	23	502	31	1.115.282	1.026.901	688.404	1.221	1.967	867	-	19	-	-	-	-	-	1.116.526	993.241
Otros activos no financieros no corrientes	2.403	2.403	13.813	370	3.115	5.530	323.135	86.619	85.484	6.009	6.192	4.761	-	-	(20)	78	(369)	-	331.897	168.407	189.219
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	174	239	-	417.652	414.748	432.757	158.530	88.549	114.837	35.295	33.676	13.823	-	-	-	-	-	-	611.691	537.212	561.417
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	225.000	51.773	-	319	1.930	501	58.236	53.148	49.122	-	-	-	-	-	(279.918)	(106.491)	(49.122)	-	3.637	360	501
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	5.766.882	6.040.965	6.185.157	3.424	39.106	46.881	3.444.332	1.893.544	1.281.993	77.360	72.952	51.458	36.013	35.891	45.722	-	-	-	3.669.456	1.810.158	1.381.841
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	11.191	7.771	2.877	3.444.332	1.893.544	1.281.993	77.360	72.952	51.458	36.013	35.891	45.722	-	-	-	-	-	-
Plusvalía	-	-	-	1.180	1.228	1.508	129.903	131.374	108.008	6.288	6.367	6.035	-	9.400	578.166	564.355	500.541	-	715.537	714.758	625.492
Propiedades, planta y equipo	-	-	-	939.732	930.126	902.073	521.120	508.256	433.465	4.031.651	4.094.898	3.584.991	2.282.091	2.199.876	2.125.260	-	-	-	7.774.594	7.691.156	7.845.589
Activos por impuestos diferidos	22.707	4.537	34.637	-	-	873	161.242	139.060	92.453	790	36.950	35.981	-	-	-	-	-	-	154.729	180.547	153.844
TOTAL ACTIVOS	6.737.105	7.792.390	16.370.832	1.987.842	2.002.627	1.864.657	7.709.819	5.115.236	3.967.472	4.628.761	4.910.326	4.263.896	3.307.814	2.917.137	2.637.390	(6.294.185)	(5.886.244)	(7.348.777)	18.077.156	16.851.472	21.754.470

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Chile (Holdings y Otros)			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones		Totales					
	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																							
PASIVOS CORRIENTES	57.042	875.138	3.118.804	1.063.652	1.018.194	916.698	1.235.136	914.267	647.694	968.178	829.954	473.898	516.645	441.907	(263.256)	(791.168)	122.847	829.954	3.955.714	3.822.113	6.344.177	965.618	
Otros pasivos financieros corrientes	11.021	14.771	354.633	3.195	4.816	43.488	430.748	309.852	162.101	60.114	305.309	242.231	118.159	137.965	-	-	-	242.231	656.938	753.857	1.046.818	965.618	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	6.862	61.530	43.131	835.085	812.547	738.940	1.339.984	771.269	617.628	433.507	485.281	364.538	257.185	298.688	210.540	122	43.299	70.993	2.872.745	2.472.614	2.045.770	2.045.770	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	6.501	780.818	59.141	44.022	37.597	33.333	174.789	97.910	71.570	96.229	60.879	43.481	20.151	24.117	12.092	(263.378)	(84.467)	(98.867)	77.310	166.854	154.750	154.750	
Otras provisiones corrientes	17.938	17.893	-	165.367	199.436	42.492	5.268	1.862	3.019	28.561	36.940	109.495	23.199	24.293	-	-	-	23.199	247.456	179.266	179.266	179.266	
Pasivos por impuestos corrientes	14.720	126	38.477	15.573	63.788	58.355	25.921	48.513	28.106	16	79.474	70.395	9.566	5.478	-	-	-	9.566	65.589	201.467	200.811	200.811	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	2.629.017	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110.721	-	2.739.738	
PASIVOS NO CORRIENTES	610.417	611.803	35.572	671.395	631.950	554.717	2.384.016	1.208.747	1.021.755	2.100.739	1.928.403	1.567.434	783.727	853.840	781.876	(311.700)	(85.121)	(83.403)	6.238.594	5.149.622	3.877.951	3.877.951	
Otros pasivos financieros no corrientes	607.538	608.917	31.210	49.262	47.945	54.406	746.108	667.737	597.824	1.884.193	1.711.301	1.425.527	476.510	544.177	492.273	-	-	-	3.763.609	3.580.077	2.601.240	2.601.240	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	466.530	435.181	390.987	648.302	66.529	36.281	-	-	-	11.169	10.091	12.000	-	208	-	1.026.091	-	399.268	-	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	54.967	54.643	50.173	256.733	30.686	33.230	-	-	-	-	-	-	(311.700)	(85.329)	(83.403)	-	-	-	-	
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	21.607	14.848	476.405	249.667	186.178	73.868	74.228	51.452	7.193	6.764	6.405	-	-	-	6.405	379.073	348.454	256.883	256.883	
Pasivos por impuestos diferidos	-	-	-	58.163	55.453	62.290	120.631	131.010	22.110	3.114	-	-	256.654	261.096	239.163	-	-	-	436.462	329.559	326.553	326.553	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.879	2.886	4.362	20.073	20.119	19.023	231.165	181.118	146.132	129.189	133.162	90.455	4.058	3.730	-	-	-	4.058	387.560	341.353	263.702	263.702	
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	773	-	814	-	4.674	-	-	10.379	9.712	-	27.644	28.305	-	-	-	-	43.889	38.170	28.305	28.305	
PATRIMONIO NETO	6.069.646	6.305.449	13.216.656	252.795	352.493	393.342	3.349.107	2.671.353	2.031.450	1.890.328	2.013.745	1.866.508	2.050.201	1.546.652	1.413.607	(5.719.229)	(5.009.955)	(7.389.221)	7.882.548	7.679.737	11.532.342	11.532.342	
Patrimonio atribuido a los propietarios de la controladora	6.069.646	6.305.449	13.216.656	252.795.000	352.493	393.342	3.349.107.000	2.671.353	2.031.450	1.890.328	2.013.745	1.866.508	2.050.201	1.546.652	1.413.607	(5.719.229)	(5.009.955)	(7.389.221)	6.271.309	6.195.632	8.485.621	8.485.621	
Capital emitido	6.763.204	7.299.977	11.658.638	227.060	236.232	222.004	1.142.038	429.110	306.089	219.376	222.163	210.448	771.054	762.163	682.138	(2.045.961)	(4.859.880)	(6.763.204)	6.763.204	6.903.684	8.173.437	8.173.437	
Garantías (jetóndas) acumuladas	2.555.806	2.552.201	3.497.025	124.137	243.887	34.542	1.114.499	301.896	203.163	221.659	352.979	454.417	88.616	53.825	93.861	192.320	(203.463)	(1.522.586)	3.254.037	3.201.125	4.760.422	4.760.422	
Primas de emisión	-	-	290.865	-	-	-	597.004	917.290	754.134	99.668	100.933	4.198	73	-	-	(1.026.745)	(1.016.285)	(1.045.297)	-	-	-	-	
Acciones propias en cartera	(140.479)	(140.479)	(4.224.892)	(96.402)	(127.626)	136.796	1.188.566	1.023.267	769.064	1.339.625	1.337.670	1.197.445	1.190.458	730.592	637.538	(2.545.276)	(1.692.246)	82.532	(3.785.872)	(3.764.698)	(4.446.238)	(4.446.238)	
Otras reservas	(3.249.364)	(3.355.295)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.611.479	1.680.105	3.046.721	3.046.721
Total Patrimonio Neto y Pasivos	6.737.195	7.792.390.00	16.370.832.00	1.987.842	2.002.627	1.864.657	7.709.819	5.115.236	3.967.472	4.628.761	4.910.326	4.263.896	3.307.814	2.917.137	2.637.390	(6.284.185)	(5.886.244.00)	(7.349.777.00)	18.077.156	16.851.472	21.754.470	21.754.470	

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	522	9.408	749.501	663.361	2.301.096	1.193.859	1.159.263	1.158.674	680.849	696.750.000	-	-	-	-
Ingresos de actividades ordinarias	520	9.111	739.106	663.361	2.301.096	1.193.859	1.159.263	1.158.674	680.849	696.750.000	-	-	8	4.891.231
Ventas de energía	-	-	709.212	500.568	1.718.247	906.045	1.148.370	1.149.097	667.837	693.908.000	-	-	-	4.473.413
Otras ventas	-	8.781	69	139	1.002	976	9.998	7.283	10.112	12.458.000	-	-	-	21.181
Otras prestaciones de servicios	520	330	29.825	89.935	198.331	92.803	104.593	91.195	76.440	67.190.000	-	-	-	409.709
Otros ingresos	2	297	10.395	72.719	383.516	194.035	10.893	9.577	13.012	2.842.000	-	-	8	417.818
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	(4.112)	(394.723)	(264.642)	(1.503.465)	(695.102)	(454.448)	(604.067)	(346.221)	(351.204.000)	-	-	-	(2.698.857)
Compras de energía	-	-	(305.450)	(201.368)	(1.004.134)	(421.504)	(244.656)	(305.332)	(216.119)	(206.368.000)	1.390	1.481	(1.768.969)	(1.133.091)
Consumo de combustible	-	-	(2.734)	(6.421)	(39.169)	(39.581)	(17.538)	(51.247)	(52.775)	(76.922.000)	-	-	-	(112.216)
Gastos de transporte	-	-	(4.924)	(1.296)	(91.295)	(52.281)	(118.849)	(95.376)	(43.816)	(34.878.000)	(1.390)	(1.481)	-	(260.274)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	(4.112)	(81.615)	(5.579)	(368.867)	(181.736)	(73.405)	(52.112)	(33.511)	(33.036.000)	-	-	-	(557.398)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	522	5.296	354.778	398.697	797.631	498.757	704.815	654.607	334.628	345.546.000	-	8,00	2.192.374	1.902.911
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	27.398	21.092	33.315	11.138	9.280	5.523	3.591	3.390.000	-	-	-	73.584
Gastos por beneficios a los empleados	(3.779)	(10.093)	(176.220)	(158.040)	(176.407)	(67.803)	(45.781)	(36.484)	(33.317)	(33.381.000)	-	-	-	(435.504)
Otros gastos, por naturaleza	(10.078)	(22.246)	(100.398)	(87.650)	(219.675)	(152.835)	(73.621)	(69.789)	(41.426)	(40.135.000)	-	(8)	-	(372.663)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(13.335)	(27.043)	105.558	174.099	434.864	289.257	594.693	553.857	263.476	275.420.000	-	-	1.385.256	1.265.590
Gasto por depreciación y amortización	-	(209)	(40.134)	(30.685)	(124.793)	(68.537)	(87.125)	(70.223)	(58.834)	(57.496.000)	-	-	-	(310.886)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	-	(15.388)	(3.792)	(59.764)	(29.143)	(2.302)	(2.106)	(12.922)	(1.751.000)	-	-	-	(90.376)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(13.335)	(27.252)	50.036	139.622	250.307	191.577	505.266	481.728	191.720	216.173.000	-	-	983.994	1.001.848
RESULTADO FINANCIERO	6.557	(5.701)	(91.263)	(97.272)	(153.051)	(44.454)	(85.060)	(93.957)	(18.907)	(17.866)	-	-	(341.724)	(259.250)
Ingresos financieros	14.476	24.513	32.813	28.399	64.146	71.047	10.727	11.511	5.234	2.814	(13.819)	(1.508)	113.577	136.776
Efectivo y otros medios equivalentes	5.144	23.442	26.242	21.795	25.157	12.944	8.690	9.224	2.737	1.064.000	-	-	67.970	68.469
Otros ingresos financieros	9.332	1.071	6.571	6.604	38.989	58.103	2.037	2.287	2.497	1.750.000	(13.819)	(1.508)	45.607	68.307
Costos financieros	(19.448)	(13.528)	(133.215)	(150.525)	(190.837)	(109.132)	(95.290)	(106.202)	(22.528)	(19.269)	-	-	(447.499)	(397.148)
Préstamos bancarios	-	-	(157)	-	(1.885)	(41.461)	(19.666)	(14.479)	(10.845)	(4.118)	(4.111.000)	-	-	(60.215)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(12.944)	(10.181)	-	-	(20.829)	(33.345)	(69.619)	(87.855)	(13.626)	(12.629.000)	-	-	(117.018)	(144.010)
Otros	(6.504)	(3.346)	(133.058)	(148.640)	(128.547)	(56.120)	(11.192)	(7.502)	(4.784)	(2.528.000)	13.819	1.508	(270.266)	(216.628)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	(609)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(609)
Diferencias de cambio	11.529	(16.077)	9.139	24.854	(6.369)	(497)	734	(1.613)	(1.411)	(1.411)	-	-	-	(7.802)
Positivas	72.700	39.878	20.273	60.416	20.488	53.681	3.746	4.280	9.331	24.501	(13.107)	(6.952)	113.431	175.604
Negativas	(61.171)	(55.955)	(11.134)	(35.562)	(46.848)	(60.050)	(4.243)	(3.546)	(10.944)	(25.912)	13.107	6.952	(121.233)	(174.073)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	734	(320)	2.776	1.015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.510
Otras ganancias (pérdidas)	-	9	145	104	-	-	238	18	735	225	-	-	-	1.118
Resultado de Otras Inversiones	-	-	86	79	-	-	-	-	17	-	-	-	-	103
Resultados en Ventas de Activos	-	9	59	25	-	-	238	18	718	225	-	-	-	1.015
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(6.044)	(33.264)	(38.306)	43.469	97.256	147.123	420.444	389.398	173.548	198.532	-	-	646.898	745.258
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(14.209)	27.611	(1.598)	(20.853)	(32.549)	(21.012)	(170.693)	(161.179)	(54.065)	(58.527)	-	-	(273.114)	(233.960)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(20.253)	(5.653)	(39.904)	22.616	64.707	126.111	249.751	228.219	119.483	140.005	-	-	373.784	511.298
Ganancia (pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	167.044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	167.044
GANANCIA (PÉRDIDA)	(20.253)	161.391	(39.904)	22.616	64.707	126.111	249.751	228.219	119.483	140.005	-	-	373.784	678.342
Ganancia (Pérdida) Atribuidas a Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	(20.253)	161.391	(39.904)	22.616	64.707	126.111	249.751	228.219	119.483	140.005.000	-	-	373.784.000	678.342
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	389.668
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	168.699
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	288.674
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	24.530	139.698	17.406	143.461	149.182	273.609	312.114	290.556	143.828	154.341	14.270	3.227	661.330	1.004.892
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(737.087)	21.983	(46.077)	(65.904)	(120.759)	(182.397)	(182.397)	(165.926)	(71.471)	(74.746)	787.763	(142.883)	(1.208.534)	(548.235)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(303.157)	(659.570)	(3.094)	(9.771)	771.556	(1.117)	(379.232)	(166.603)	(166.541)	(76.399)	(802.032)	139.585	(882.500)	(773.875)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

33.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	País	Generación y Transmisión																		Eliminaciones	Totales								
		Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú															
ACTIVOS		30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES		-	-	7.344.864	226.879	227.115	202.477	321.480	261.607	164.309	136.177	269.711	243.548	356.170	393.618	243.308	236.178	47.623	-	-	(62.460)	(58.095)	(2.592.146)	977.246	1.113.856	5.996.360	5.996.360	222.917	
Eléctrico y noeléctricos al efectivo	-	-	19.320	69.450	63.552	30.295	100.804	83.978	31.311	39.870	296.192	34.200	186.648	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300.802	
Otros activos financieros corrientes	-	-	3.730	-	-	-	44.273	22.093	-	8.201	8.085	4.318	4.216	3	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.361	16.147
Otros activos no financieros, corriente	-	-	-	1.389	2.161	2.054	11.953	10.437	16.034	6.151	3.201	11.000	5.888	10.818	8.784	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.361	26.617	37.872
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	22	119.758	118.746	129.379	94.858	77.187	39.170	70.387	61.277	112.904	69.561	65.034	114.667	30	-	-	-	-	-	(41)	295	354.594	322.203	396.437			
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	40.108	32.296	35.124	34.061	67.159	83.564	87.287	142	108	10.278	63.062	51.740	39.430	-	-	-	-	-	-	(62.490)	(58.054)	(83.020)	100.159	92.472	98.144		
Inventarios corrientes	-	-	-	3.468	3.376	3.912	477	462	27	16.677	14.615	10.982	30.965	28.794	32.685	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50.987	47.406	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	-	498	4.156	2.876	1.956	3.916	2.279	3.865	-	-	-	8	83	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.382	8.122	5.282
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	7.281.676	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.509.421)	-	-	-	-	-	4.772.255	
ACTIVOS NO CORRIENTES		-	47	633.928	697.229	724.521	619.489	627.706	531.396	2.641.653	2.719.145	2.545.665	1.262.320	1.278.233	1.272.007	(36.040)	(34.834)	658.764	5.122.350	5.287.479	5.730.400								
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	3.178	-	-	1.211	1.893	883	-	18	-	-	-	-	4.389	1.893	881	-	-	-	-	-	-	4.389	881
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	10	2.740	5.070	7.512	7.512	7.512	7.265	1.992	2.125	1.532	-	-	-	-	79	-	9.374	12.454	13.897	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	-	415.278	412.885	424.015	13.496	13.633	10.407	9.119	10.392	2.735	-	-	-	-	-	-	437.893	436.910	437.157	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	1.570	-	-	38.361	33.343	24.390	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.300	3.321	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	(30.332)	3.986	2.934	55.092	55.716	45.807	-	-	-	-	-	-	52.928	76.850	56.560	-	668.296	77.688	136.552	-	-	-	-	-	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	-	-	35	41	63	5.172	4.788	3.334	32.268	33.432	28.417	16.330	16.127	15.592	-	-	-	53.805	54.368	47.406	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plusvalía	-	-	1.180	1.227	1.508	-	-	-	6.288	6.308	6.034	-	-	11.434	9.400	-	-	124.868	7.468	19.020	141.800	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	-	-	247.754	274.780	290.058	463.776	478.268	400.387	2.589.995	2.632.654	2.480.482	1.193.062	1.173.822	1.190.437	-	-	-	-	4.494.587	4.559.524	4.361.364	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL ACTIVOS		-	7.344.911	860.807	924.344	926.998	940.969	889.313	685.705	2.776.830	3.008.856	2.789.213	1.618.490	1.671.851	1.515.315	(97.500)	(92.929)	(1.933.382)	6.099.596	6.401.435	11.328.760								

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Linea de Negocio	Generación y Transmisión																																								
	País		Chile				Argentina				Brasil				Colombia				Perú				Eliminaciones				Totales														
	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016														
MUS\$		MUS\$		MUS\$		MUS\$		MUS\$		MUS\$		MUS\$		MUS\$		MUS\$		MUS\$		MUS\$		MUS\$		MUS\$		MUS\$															
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	-	-	2.574.817	201.720	276.767	308.918	214.045	241.874	178.472	272.252	422.896	492.450	223.645	209.797	210.586	(31.620)	(27.378)	88.167	800.051	1.184.046	3.851.410	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS CORRIENTES	-	-	-	588	3.589	4.816	42.746	3.047	2.721	68.556	154.243	190.953	44.882	66.748	87.545	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	224	140.947	171.789	161.529	171.789	131.057	111.838	66.548	121.556	154.306	125.887	140.274	161.838	94.434	122	(32)	23.723	533.956	589.539	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046	1.184.046		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	2	43.754	36.051	32.164	54.021	74.605	81.399	57.993	38.444	32.285	14.935	21.982	16.674	(31.742)	(27.348)	(15.178)	138.361	144.216	147.246	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras provisiones corrientes	-	-	-	-	-	11.060	3.864	-	-	-	-	24.731	27.915	101.920	15.581	8.440	8.865	-	-	-	40.312	47.415	114.649	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	-	13.443	62.711	58.355	25.920	48.513	28.106	18	48.018	40.221	6.961	9.565	1.623	-	-	-	46.340	168.807	128.305	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	2.574.003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77.622	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	-	-	281	361.258	332.784	308.340	107.329	42.108	48.131	1.388.391	1.418.041	1.170.424	367.407	401.876	390.451	(65.880)	(65.551)	(68.356)	2.158.505	2.129.258	1.849.271	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	49.262	47.945	54.406	63.906	4.082	4.243	1.299.830	1.323.350	1.100.457	129.542	180.031	167.123	-	-	-	1.542.549	1.535.408	1.326.239	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	193.418	169.187	133.003	2.214	624	4.100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	195.632	169.811	137.103	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	54.967	54.643	50.173	30.686	33.220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(65.880)	(65.551)	(68.356)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	-	-	6.393	6.716	6.568	60.121	65.102	46.456	6.712	6.303	5.963	-	-	-	73.586	78.121	58.677	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	-	58.183	55.453	65.279	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	261.893	263.998	265.242	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	-	281	5.428	5.556	5.479	-	-	-	28.440	29.589	23.511	1.358	1.284	1.072	-	-	-	36.224	36.429	30.343	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	3.642	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.729	25.713	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PATRIMONIO NETO	-	-	4.769.813	297.820	314.793	309.740	619.696	605.331	459.102	1.116.187	1.167.829	1.126.339	1.027.438	1.000.178	914.278	-	-	(1.951.193)	3.061.040	3.088.131	5.628.079	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	4.769.813	297.820	314.793	309.740	619.696	605.331	459.102	1.116.187	1.167.829	1.126.339	1.027.438	1.000.178	914.278	-	-	(1.951.193)	3.061.040	3.088.131	5.628.079	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Capital emitido	-	-	2.874.877	144.830	150.473	116.686	152.714	154.444	126.975	214.951	217.852	206.288	888	502.535	455.147	-	-	(1.700.550)	813.183	1.025.134	2.079.423	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	-	2.451.339	261.138	301.881	69.257	248.689	296.140	188.342	168.271	218.813	306.814	192.977	53.369	68.600	-	-	256.853	868.855	870.193	3.251.225	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Primas de emisión	-	-	290.088	-	-	-	-	-	-	37.155	37.627	73	70	69	-	-	-	-	37.228	37.697	290.157	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	-	-	(826.491)	(107.948)	(137.561)	123.797	217.912	154.747	143.185	697.910	693.707	613.137	833.900	444.214	390.142	-	-	(506.490)	1.641.674	1.155.107	(62.726)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	-	-	7.344.911	860.807	924.344	926.998	940.969	889.213	685.705	2.776.830	3.008.856	2.789.213	1.618.490	1.671.851	1.515.315	(97.500)	(92.929)	(1.933.382)	6.099.596	6.401.435	11.328.760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	-	-	125.342	170.554	370.440	257.246	549.902	628.243	344.680	350.267	-	-	1.390.364	1.406.310
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	122.244	128.827	349.535	244.289	543.336	621.461	333.826	349.158	-	-	1.348.941	1.343.735
Ventas de energía	-	-	122.048	72.337	305.195	-	533.254	614.176	246.413	275.876	-	-	1.206.870	1.172.245
Otras ventas	-	-	-	-	-	-	9.998	7.220	9.790	12.068	-	-	19.778	19.288
Otras prestaciones de servicios	-	-	196	56.490	44.380	34.233	84	65	77.633	61.414	-	-	122.293	152.202
Otros ingresos	-	-	3.098	41.727	-	12.957	6.566	6.782	10.854	1.109	-	-	41.423	62.575
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	(12.128)	(63.414)	(183.863)	(111.025)	(179.116)	(248.814)	(157.848)	(151.550)	-	-	(532.955)	(574.803)
Compras de energía	-	-	(666)	(696)	(131.928)	(55.987)	(61.962)	(121.583)	(44.541)	(22.057)	1.390	1.481	(237.707)	(198.842)
Consumo de combustible	-	-	(2.734)	(56.421)	(39.169)	(39.581)	(17.538)	(51.247)	(52.775)	(76.322)	-	-	(112.216)	(224.171)
Gastos de transporte	-	-	(3.004)	(1.044)	(12.712)	(9.052)	(63.739)	(51.377)	(43.816)	(34.891)	(1.390)	(1.481)	(124.661)	(97.885)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(5.724)	(5.253)	(54)	(6.365)	(35.877)	(24.607)	(16.716)	(17.680)	-	-	(58.371)	(53.905)
MARGÉN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	113.214	107.140	186.577	146.221	370.786	379.429	186.832	198.717	-	-	857.409	831.507
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	1.006	2.760	448	489	328	360	174	-	-	-	1.956	3.609
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(34.725)	(33.496)	(9.054)	(7.050)	(13.855)	(12.107)	(16.254)	(15.551)	-	-	(73.888)	(68.204)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(16.849)	(7.972)	-	(8.298)	(22.722)	(28.946)	(21.482)	(19.589)	-	-	(69.025)	(72.909)
RESULTADO BRUTO DE EXPLORACIÓN	-	-	62.646	60.328	169.999	131.362	334.537	338.736	149.270	163.577	-	-	716.452	694.003
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(28.986)	(23.065)	(17.500)	(14.213)	(36.173)	(30.117)	(34.691)	(35.601)	-	-	(117.350)	(102.996)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	-	-	(32)	(1.843)	(280)	125	(1.149)	(10.192)	-	-	-	(11.910)	(1.461)
RESULTADO DE EXPLORACIÓN	-	-	33.660	37.231	150.656	116.869	298.489	307.470	104.387	127.976	-	-	587.192	589.546
RESULTADO FINANCIERO	-	-	2.088	11.673	5.684	(3.189)	(58.122)	(70.813)	(7.667)	(7.235)	-	-	(58.017)	(69.564)
Ingresos financieros	-	-	16.427	16.292	11.183	6.660	5.398	7.412	3.008	896	(4.150)	(968)	31.866	30.382
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	16.011	15.844	6.330	3.387	4.669	6.751	1.980	824	-	-	28.990	26.506
Otros ingresos financieros	-	-	416	438	4.853	3.273	729	661	1.028	472	(4.150)	(968)	2.876	3.876
Costos financieros	-	-	(22.579)	(29.568)	(4.589)	(8.789)	(63.653)	(79.043)	(8.600)	(6.371)	4.150	968	(95.271)	(122.803)
Préstamos bancarios	-	-	(127)	(1.827)	(622)	(290)	(6.072)	(9.014)	(2.604)	(2.313)	-	-	(9.425)	(13.444)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	-	(53.805)	(66.601)	(1.727)	(2.348)	-	-	(55.532)	(68.949)
Otros	-	-	(22.452)	(27.741)	(3.967)	(8.499)	(3.776)	(3.428)	(4.269)	(1.710)	4.150	968	(30.314)	(40.410)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	8.240	24.959	(910)	(1.060)	133	818	(2.075)	1.710	-	-	5.388	22.857
Positivas	-	-	19.153	57.959	7.227	17.213	2.867	2.857	7.798	21.386	(6.022)	(5.036)	31.023	94.379
Negativas	-	-	(10.913)	(33.000)	(8.137)	(18.273)	(2.734)	(2.039)	(9.873)	(23.246)	6.022	5.036	(25.635)	(71.522)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	2.776	991	-	-	-	-	-	-	-	-	2.776	991
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	56	104	-	-	201	61	45	218	-	-	302	383
Resultado de Otras Inversiones	-	-	56	79	-	-	-	-	17	-	-	-	73	79
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	25	-	-	201	61	28	218	-	-	229	304
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	-	38.500	49.999	156.340	113.680	240.568	236.718	96.765	120.959	-	-	532.253	521.356
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	6.926	(19.863)	(52.684)	(39.215)	(96.743)	(97.279)	(30.397)	(35.409)	-	-	(172.898)	(191.766)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	-	45.506	30.136	103.656	74.465	143.825	139.439	66.368	85.550	-	-	359.355	329.590
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	-	-	45.506	30.136	103.656	74.465	143.825	139.439	66.368	85.550	-	-	359.355	329.590

País	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS	30-06-2017 MUSS	30-06-2016 MUSS
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	214.333	21.850	41.164	91.537	95.852	181.996	210.339	90.471	51.811	-	(72)	385.854	613.427
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	(65.967)	(10.197)	(17.726)	(23.224)	(3.856)	(65.439)	(60.217)	(43.141)	(20.700)	-	-	(142.001)	(168.466)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	(221.275)	(3.093)	(9.004)	(47.834)	(61.605)	(291.125)	(128.156)	(102.869)	(44.457)	-	-	(444.921)	(464.497)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución																							
	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales					
Pais	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016			
ACTIVOS																								
ACTIVOS CORRIENTES	-	-	1.505.236	389.001	378.240	269.575	1.386.270	1.014.800	919.994	338.800	411.323	292.262	153.274	197.936	163.867	-	(2.994)	(6.221)	-	-	-	2.267.345	1.999.305	3.144.713
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	15.060	110.138	154.626	34.732	72.632	129.761	48.290	132.320	205.864	126.714	24.774	67.388	20.865	-	-	-	-	-	-	339.864	556.639	245.661
Otros activos financieros corrientes	-	-	286	1.424	1.502	977	49.702	50.687	46.812	38	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51.164	52.266	48.116
Otros activos no financieros, corriente	-	-	-	8.693	4.955	1.776	217.059	100.707	92.878	7.912	4.048	2.693	4.348	4.864	4.146	-	-	-	-	-	-	238.012	114.574	101.493
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	-	250.329	203.070	175.542	1.026.996	724.459	716.125	155.867	170.280	139.581	114.732	108.073	98.405	-	(1)	74	-	-	-	1.547.924	1.205.881	1.129.727
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	11.559	1.456	1.185	338	814	779	2.203	4.746	4.081	3.964	1.331	8.475	27.181	-	(2.993)	(6.292)	-	-	-	8.347	11.527	38.973
Inventarios corrientes	-	-	16.861	12.892	52.721	52.721	7.513	1.194	949	33.861	26.873	19.227	6.089	9.008	13.260	-	-	-	-	-	-	66.424	50.077	86.157
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	608	-	-	3.489	11.554	8.213	12.737	4.056	-	-	-	128	10	-	-	-	-	-	-	15.610	8.341	16.844
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	1.477.743	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	-	-	-	-	-	1.477.740
ACTIVOS NO CORRIENTES	-	-	650.625	706.227	666.195	624.384	5.313.431	3.132.310	2.341.167	1.516.961	1.493.807	1.193.780	1.107.582	1.045.207	951.698	-	-	-	-	-	-	8.644.201	6.337.519	5.761.654
Otros activos financieros no corrientes	-	-	23	503	31	1.112.074	1.026.870	688.378	10	14	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.112.107	1.027.387	688.414	
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	360	375	460	314.897	89.436	73.395	4.017	4.066	3.228	-	-	-	-	-	-	-	-	-	318.274	92.877	77.983	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	2.374	1.864	8.742	144.892	74.844	104.337	26.176	23.294	11.089	-	-	-	-	-	-	-	-	-	173.532	99.992	124.168	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	319	360	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	501	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	650.567	17	17	21	-	-	10	9	41.537	-	-	-	-	-	-	-	-	-	319	360	501	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	11.156	7.730	2.614	3.435.007	1.683.978	1.274.887	45.092	39.520	23.132	16.755	16.967	13.837	-	-	-	-	-	-	27	26	692.125	
Plusvalía	-	-	-	-	-	129.903	131.374	108.008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	129.903	
Propiedades, planta y equipo	-	-	691.978	655.346	612.015	49.270	22.274	29.515	1.441.656	1.422.244	1.104.409	1.090.827	1.028.240	937.861	-	-	-	-	-	-	3.273.731	3.128.104	2.683.800	
Activos por impuestos diferidos	-	-	58	-	-	127.298	104.534	62.647	-	4.670	10.380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	127.298	109.204	73.985	
TOTAL ACTIVOS	-	-	2.155.861	1.095.228	1.044.435	893.959	6.699.701	4.147.110	3.261.161	1.855.761	1.905.130	1.486.042	1.260.856	1.243.143	1.115.565	-	(2.994)	(6.221)	-	-	-	10.911.546	8.336.824	8.906.367

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Línea de Negocio	Distribución																				Eliminaciones		Totales	
	País		Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales									
	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016						
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$					
PASIVOS CORRIENTES	-	-	588.668	863.756	742.583	607.793	1.881.697	1.060.975	778.424	379.272	648.849	348.898	316.364	275.171	271.122	-	(2.994)	(6.221)	3.421.089	2.624.584	2.588.662			
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	131	-	-	741	426.015	307.181	169.663	21.558	150.965	49.277	79.243	52.412	50.401	-	-	-	524.816	510.558	290.253			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	414	693.846	650.715	566.755	1.192.632	640.541	539.801	311.951	330.814	238.671	116.363	135.060	114.684	-	-	-	2.314.792	1.757.230	1.460.325			
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	896	2.393	2.416	1.679	237.791	111.451	45.921	41.666	26.092	22.555	72.066	32.266	36.741	-	(2.994)	(6.221)	353.916	169.231	101.571			
Otras provisiones corrientes	-	-	5	165.387	68.375	38.618	5.259	1.802	3.019	3.830	9.026	7.577	14.733	14.757	15.386	-	-	-	199.209	113.960	64.605			
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	2.130	1.077	-	-	-	-	-	-	-	31.457	20.175	-	-	-	-	4.349	32.534	34.030			
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	587.222	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	587.222			
PASIVOS NO CORRIENTES	-	-	422	310.137	299.166	246.376	2.420.837	1.469.229	1.172.623	712.347	510.364	397.009	405.445	442.113	379.949	-	-	-	3.848.766	2.720.872	2.196.379			
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	690.567	663.655	593.582	584.364	387.951	325.070	346.968	384.146	-	-	-	1.611.899	1.435.752	1.243.801			
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	273.112	265.994	217.984	546.086	65.903	32.190	-	-	-	294	242	523	-	-	-	819.492	335.139	250.687			
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	381.612	314.577	221.329	-	-	-	-	-	-	-	-	381.612	314.577	221.329			
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	21.607	17.795	14.848	469.320	242.640	179.400	13.747	9.127	4.995	481	460	443	-	-	-	565.155	270.022	199.686			
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	-	-	-	-	112.087	1.336	-	3.113	-	-	52.844	62.551	49.201	-	-	-	168.044	53.867	49.201			
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	-	422	14.645	14.563	13.544	231.165	181.118	146.132	100.748	103.574	66.944	2.898	2.783	2.658	-	-	-	349.456	302.038	229.700			
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	773	814	-	-	-	-	10.375	9.712	-	1.960	1.931	1.975	-	-	-	13.168	12.457	1.975			
PATRIMONIO NETO	-	-	1.566.771	(78.665)	2.686	39.790	2.417.167	1.616.906	1.310.114	764.142	845.917	740.167	539.047	525.859	464.494	-	-	-	3.641.691	2.991.368	4.121.336			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	1.566.771	(78.665)	2.686	39.790	2.417.167	1.616.906	1.310.114	764.142	845.917	740.167	539.047	525.859	464.494	-	-	-	3.641.691	2.991.368	4.121.336			
Capital emitido	-	-	516.093	51.883	53.978	69.299	1.941.659	968.832	439.395	4.425	4.481	4.159	-	216.044	193.996	-	-	-	1.807.967	843.335	1.211.912			
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	-	1.725.028	(132.636)	(53.463)	(29.145)	(1.423.339)	92.006	115.615	55.388	134.166	147.502	179.338	23.436	33.102	-	-	-	(1.321.249)	196.145	1.992.102			
Primas de emisión	-	-	797	-	-	-	-	-	-	62.513	63.307	4.198	-	-	-	-	-	-	62.513	63.307	4.995			
Otras reservas	-	-	(677.147)	2.088	2.171	2.666	1.998.847	956.068	755.104	841.816	643.993	584.308	359.709	286.379	247.396	-	-	-	3.002.460	1.888.581	912.327			
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Total Patrimonio Neto y Pasivos	-	-	2.155.861,00	1.095.228	1.044.435	893.959	6.699.701	4.147.110	3.261.161	1.855.761	1.905.130	1.486.042	1.260.856	1.243.143	1.115.565	-	(2.994)	(6.221)	10.911.546	8.336.824	8.906.367			

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	30-06-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	30-06-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2017 MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	-	-	625.308	494.126	2.087.469	1.065.765	759.750	644.434	448.489	449.356	-	-	3.921.016	2.653.681
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	616.871	461.841	1.724.857	884.686	755.323	641.551	446.201	447.622	-	-	3.543.252	2.435.700
Ventas de energía	-	-	587.173	428.257	1.572.378	828.304	628.435	531.584	418.808	421.145	-	-	3.206.794	2.209.290
Otras ventas	-	-	69	139	1.002	976	-	63	332	390	-	-	1.403	1.568
Otras prestaciones de servicios	-	-	29.629	33.445	151.477	55.406	126.888	109.904	27.061	26.087	-	-	335.055	224.842
Otros ingresos	-	-	8.437	32.285	362.612	181.079	4.427	2.883	2.288	1.734	-	-	377.764	217.981
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	(382.534)	(201.251)	(1.476.440)	(714.924)	(425.618)	(369.198)	(300.473)	(302.473)	-	-	(2.585.065)	(1.587.846)
Compras de energía	-	-	(304.784)	(200.682)	(1.031.480)	(497.821)	(310.935)	(279.430)	(283.678)	(287.114)	-	-	(1.930.877)	(1.265.047)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	-	-	(1.920)	(253)	(80.756)	(43.903)	(76.922)	(62.112)	-	-	-	-	(159.598)	(106.268)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(75.830)	(316)	(364.204)	(173.200)	(37.761)	(27.656)	(16.795)	(15.359)	-	-	(494.590)	(216.531)
MARGEN DE CONTRIBUCION	-	-	242.774	292.875	611.029	350.841	334.132	275.236	148.016	146.883	-	-	1.335.951	1.065.835
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	26.392	18.332	32.868	10.617	8.952	5.162	3.416	3.348	-	-	71.628	37.459
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(141.495)	(124.544)	(157.960)	(53.474)	(31.926)	(24.377)	(17.050)	(17.905)	-	-	(348.471)	(220.100)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(84.359)	(72.787)	(202.914)	(131.074)	(51.126)	(40.961)	(20.444)	(20.332)	-	-	(358.443)	(265.154)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	-	-	43.312	113.876	283.023	176.910	260.032	215.060	114.298	112.194	-	-	700.665	168.040
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(11.148)	(7.620)	(107.188)	(54.180)	(50.919)	(39.893)	(24.601)	(22.338)	-	-	(193.856)	(124.031)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(15.388)	(3.760)	(57.945)	(28.796)	(2.427)	(957)	(2.730)	(1.751)	-	-	(78.490)	(35.264)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-	-	16.776	102.496	117.890	93.934	206.686	174.210	86.967	88.105	-	-	428.319	458.745
RESULTADO FINANCIERO	-	-	(94.022)	(109.335)	(166.984)	(72.466)	(26.926)	(23.132)	(11.691)	(10.953)	-	-	(299.623)	(215.886)
Ingresos financieros	-	-	15.790	12.014	38.284	61.066	5.379	4.173	2.902	2.235	-	-	62.355	79.488
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	9.522	5.759	4.762	6.776	4.020	2.472	730	485	-	-	19.034	15.492
Otros ingresos financieros	-	-	6.268	6.255	33.522	54.290	1.359	1.700	2.172	1.751	-	-	43.321	63.996
Costos financieros	-	-	(110.632)	(120.856)	(200.032)	(127.546)	(31.677)	(27.222)	(14.677)	(13.482)	-	-	(357.016)	(289.106)
Préstamos bancarios	-	-	(29)	(58)	(40.839)	(19.376)	(8.407)	(1.831)	(1.513)	(1.798)	-	-	(50.788)	(23.063)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	(20.829)	(33.346)	(15.814)	(21.254)	(11.899)	(10.281)	-	-	(48.542)	(64.881)
Otros	-	-	(110.603)	(120.798)	(138.364)	(74.824)	(7.454)	(4.137)	(1.265)	(1.403)	-	-	(257.686)	(201.162)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	820	(493)	(5.236)	(5.986)	(630)	(83)	84	294	-	-	(4.962)	(6.268)
Positivas	-	-	1.015	1.992	11.615	29.601	879	1.424	1.141	2.205	-	-	14.850	35.222
Negativas	-	-	(195)	(2.485)	(16.851)	(35.587)	(1.509)	(1.507)	(1.057)	(1.911)	-	-	(19.612)	(41.490)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	-	-	23	-	-	-	1.609	-	-	-	-	-	1.632
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	89	-	-	-	37	(43)	690	7	-	-	816	(36)
Resultado de Otras Inversiones	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	59	-	-	-	37	(43)	690	7	-	-	786	(36)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	-	(77.157)	(6.816)	(49.094)	21.468	179.797	152.644	75.966	77.159	-	-	129.512	244.455
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(8.415)	(819)	19.293	3.755	(73.925)	(63.885)	(23.490)	(22.844)	-	-	(86.537)	(83.793)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	-	(85.572)	(7.635)	(29.801)	25.223	105.872	88.759	52.476	54.315	-	-	42.975	160.662
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	-	-	(85.572)	(7.635)	(29.801)	25.223	105.872	88.759	52.476	54.315	-	-	42.975	160.662

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	30-06-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2016 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	30-06-2016 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2017 MUS\$	30-06-2017 MUS\$
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	5.784	(4.443)	102.299	97.804	190.849	130.120	80.217	56.216	102.991	-	-	279.697	482.140
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	(2.961)	(35.879)	(48.178)	(254.604)	(116.525)	(116.922)	(105.612)	(49.940)	(39.191)	-	-	(457.345)	(312.467)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	(45.076)	-	(767)	99.538	55.095	(88.145)	(38.545)	(49.531)	(47.198)	-	-	(38.138)	(76.491)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS

34.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías						
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016	2017	Activos	2018	Activos	2019	Activos
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	MUS\$	35.354	MUS\$	52.030	51.005	49.643	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Enel Generación Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	MUS\$	-	MUS\$	-	-	1.667	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Enel Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	MUS\$	-	MUS\$	-	-	613	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enel Américas	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	MUS\$	-	MUS\$	-	-	56.824	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla S.A.)	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	13.372	MUS\$	177.624	203.739	138.525	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	16.880	MUS\$	113.164	125.696	84.861	-	-	-	-	-	-
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Enel Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	261	MUS\$	4.865	5.733	5.555	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	CELG Distribución S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	41.684	MUS\$	187.934	-	-	-	-	-	-	-	-

Al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a MUS\$35.354, MUS\$ 10.736 y MUS\$ 19.577, respectivamente (ver Nota 17.e.ii). Enel Américas es codeudor solidario de los bonos locales de Enel Generación Chile, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a M\$ 325.744.654 (aproximadamente MUS\$ 490.365).

Al 30 de junio de 2017, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 105.912.322 (MUS\$ 53.926.061 y MUS\$ 49.396.592 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

34.2 Garantías Indirectas

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente al			
				Nombre	Relación		Moneda	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016
Solidario	Bonos Serie H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Endesa Chile	Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) (1)	Codeudor Solidario	MUS\$	93.230	95.368	94.706
Solidario	Bonos Serie M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Endesa Chile	Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) (1)	Codeudor Solidario	MUS\$	397.135	389.254	356.627
Total								490.365	484.622	451.333

(1) Al dividirse el emisor original, Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.), y de acuerdo al contrato de deuda, todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Generación Chile S.A. Luego de la fusión, Enel Américas asumió la responsabilidad solidaria de Endesa Américas.

34.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados intermedios, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus filiales son los siguientes:

En Argentina, en el año 2002 la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis S.A., ahora denominada Enel Américas S.A., Enel Distribución Chile S.A., antes denominada Chilectra S.A., Enel Generación Chile S.A., antes denominada Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Enel Distribución Chile S.A.) presentaron en 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (“CIADI”), demandando, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960; y, por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US\$318.780.600; en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, las cantidades que resulten de los daños generados a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US\$102.164.683 para Elesur S.A. (hoy Enel Distribución Chile S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005, las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo. Con fecha 31 de diciembre de 2014, las partes informaron al CIADI su acuerdo de prorrogar la suspensión del procedimiento por 12 meses a contar de esa misma fecha, indicando también que cualquiera de las partes podrá solicitar la reanudación del procedimiento con un preaviso de 30 días corridos. Sin embargo, con fecha 9 de febrero de 2017 fue publicada la Resolución N° 92 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) en el Boletín Oficial de la República Argentina, por la cual -entre otros temas- se aprobaron los cuadros tarifarios definitivos resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral. Esta circunstancia hacía exigible uno de los compromisos adquiridos por los demandantes en el Acta Acuerdo referida más arriba, esto es, la de desistirse de las acciones contra el Estado Argentino, incluyendo el juicio arbitral iniciado ante el CIADI por los accionistas. El desistimiento fue ingresado al CIADI por vía electrónica con fecha 21 de febrero de 2017 y supone una renuncia que se limita a los derechos anteriores al 2006 y condicionada a la vigencia de la Revisión Tarifaria Integral por un plazo de 5 años. La Secretaria General de CIADI emitió Resolución, con fecha 24 de marzo, tomando nota de la terminación del procedimiento a raíz de los escritos presentados.

a) Juicios pendientes filiales:

1. En el año 2013, se interpuso una Acción de Grupo por los habitantes del municipio de Garzón contra nuestra filial Emgesa, basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se vieron disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. Emgesa rechazó estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. Cabe señalar que se presentó una demanda paralela por 38 habitantes del municipio de Garzón, por la cual solicitan compensaciones por verse afectados por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, al no haberseles incluido en el censo socio-económico realizado. En cuanto al estado procesal, el juicio se encuentra actualmente en etapa probatoria. En la demanda paralela, se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal. Se encuentra pendiente la decisión sobre la excepción propuesta. El juicio se encuentra actualmente en etapa probatoria. Los actores solicitaron un dictamen pericial para evaluar el perjuicio de cada uno de los 1.170 demandantes y

está pendiente qué decisión va a tomar el juzgado. Estado actual y situación procesal acciones paralelas: En primera instancia. Se ha contestado la demanda de cuatro acciones de grupo paralelas (una por soldadores y tres más por constructores). En todas se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal, pero los jueces han decidido que continúen los procesos en donde los actores deben probar el perjuicio que han padecido. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a Col \$33.000 millones (aproximadamente MUS\$ 10.826). La cuantía para la demanda paralela se estima en Col \$ 1.710 millones (aproximadamente MUS\$ 561).

2. Emgesa (ex Central Betania) gozaba de un beneficio fiscal al Impuesto a la renta sobre las sociedades, conocida como "Ley Páez", la cual estableció la liberación de impuestos a las sociedades situadas en un área específica que sufrió una catástrofe. Las autoridades fiscales de Colombia (DIAN) impugnaron el método utilizado por Emgesa para determinar la base gravable del impuesto a la renta utilizando este beneficio. Básicamente, la DIAN entiende que ciertos ingresos de Emgesa, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican para esta exención por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. Sin embargo, Emgesa entiende que, de acuerdo con la Ley, este beneficio especial se aplica a la empresa como entidad y no sólo a ciertos ingresos de la compañía. Se está a la espera de la resolución del Tribunal Administrativo de primera instancia. Los procesos están inactivos desde que se radicaron los alegatos de conclusión en junio del 2010, debido que la Corte del Huila no es especialista en impuestos. En febrero de 2016, se radicó el impulso procesal con el fin de activar el proceso. La cuantía total de este litigio se estima en Col \$ 96.393 millones (aproximadamente MUS\$ 31.623).
3. La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), en Colombia, mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de Emgesa. Emgesa interpuso una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, EEB y EEAB, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Existe además una acción paralela, de Nulidad y Restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad del artículo 2º de la Resolución 1318 de 2007 y el artículo 2º de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa la implementación de un "Plan de Contingencia" y la realización de un estudio de "Calidad del Aire" ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse, pretendiendo que los mencionados actos administrativos sean anulados por la imposibilidad técnica de adelantar el estudio de "Calidad del aire" y la implementación del "Plan de contingencia". En esta acción paralela se presentó dictamen pericial de contador, el que fue favorable para la empresa del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa, aclaración que también resultó favorable. Se ha designado por el Tribunal el segundo perito, quien se encuentra pendiente de tomar posesión. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.
4. En febrero de 2015, Emgesa fue notificada de una Acción Popular interpuesta por Comepez S.A. y otras sociedades de piscicultores, con fundamento en la protección de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, de manera de prevenir, a juicio de los demandantes, el peligro de una mortandad masiva de peces, entre otros perjuicios, con motivo del llenado del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, ubicado igualmente en la cuenca del río Magdalena. En cuanto al estado procesal, el tribunal administrativo del Huila decretó, en febrero de ese año, una medida cautelar que impide el llenado del embalse de El Quimbo hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río, entre otras obligaciones. Emgesa por su parte, presentó recurso de reposición en contra de esta decisión, solicitando la fijación de una caución y el levantamiento de esta medida, el cual fue desestimado por el tribunal, pero se concedió recurso de apelación, en el solo efecto devolutivo, interpuesto por Emgesa. La medida cautelar fue modificada, lo que ha permitido a Emgesa iniciar el llenado del embalse. Sin embargo, la CAM, autoridad ambiental regional, emitió con fecha 3 de julio de 2015 la resolución 1503, que ordena suspender temporalmente el llenado del embalse de El Quimbo. Se están analizando por Emgesa las acciones legales a adoptar, no obstante el procedimiento de llenado sigue su curso con normalidad y conforme a lo previsto. Actualmente se encuentra pendiente la contestación de la demanda. El Gobierno Colombiano, a través del Decreto Legislativo 1979, ha solicitado el levantamiento de la

suspensión de generación, e informado que Emgesa no puede sustraerse al cumplimiento de dicho Decreto. El día 15 de diciembre de 2015, se dio a conocer la decisión adoptada por la Corte Constitucional que declaró la inexequibilidad del referido Decreto Legislativo 1979 de 2015, por lo que Emgesa suspendió la generación de energía de El Quimbo a las 24:00 horas del día 15 de diciembre de 2015. Emgesa presentó las defensas correspondientes.

El día 24 de diciembre de 2015, el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) presentaron acción de tutela ante los Juzgados Penales del Circuito de Neiva como mecanismo transitorio para evitar un perjuicio irremediable, y mientras el Tribunal Administrativo del Huila decida sobre el levantamiento de la medida cautelar, solicitaron que se permita la generación de El Quimbo. Asimismo, solicitaron que hasta que se falle la tutela, se autorice como medida provisional dicha generación. Después de una intensa tramitación judicial, el día 8 de enero de 2016, Emgesa fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a Emgesa de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada. El 16 de diciembre de 2016, entre otras medidas, el tribunal extendió la generación por seis meses más, condicionado a que el sistema de oxigenación funcione, ante lo cual Emgesa presentó un Recurso de Reposición, el que fue rechazado. Se preparará la presentación de la acción de tutela. La cuantía total estimada de este litigio es indeterminada.

5. En Colombia se presentó una Acción de Grupo en contra de Codensa, por la cual los demandantes pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, Codensa procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se encuentra pendiente se dicte el auto de pruebas y que se resuelva sobre la inclusión de nuevos demandantes. La cuantía estimada para este litigio se estima en aproximadamente Col \$ 337.000 millones (aproximadamente MUS\$ 110.556).
6. En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica Codensa, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de Codensa. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que Codensa suministraba al municipio. En el año 2005, se pudo contar con un inventario geo-referenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito de Bogotá (el "Distrito"). Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante lo anterior, en el año 2009, un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual solicitó al tribunal: (i) se declarasen vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordenase a Codensa efectuar la reliquidación que incluyera intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconocieran al demandante el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) y a Codensa para que en término de dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realizasen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados, más intereses. En el evento que no pudiese llegarse a un acuerdo, entonces la misma UAESP deberá realizar dentro de un nuevo término de dos meses la liquidación unilateral para ponerla a consideración de Codensa, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y, en caso de no pago, deberá proceder a ejecutar la sentencia. El 6 de septiembre de 2013, la Contraloría envió una comunicación a Codensa anunciando futuras acciones de control en contra de la empresa y de UAESP por un presunto detrimento patrimonial del Distrito por valor de aproximadamente Col \$ 95.143 millones (aproximadamente MUS\$ 31.212), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de septiembre de 2013, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la

cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa por Col \$ 14.433 millones (aproximadamente MUS\$ 4.735). Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviase este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa, lo cual sucedió el 13 de Diciembre de 2013. Posteriormente la Contraloría, pero esta vez de Bogotá, redactó un informe cuestionando el acuerdo celebrado por la UAESP; informe que dicha entidad presentó al Juzgado. El 17 de Septiembre de 2014, se le pidió al Juzgado que se corriera traslado del mencionado informe y se está a la espera de que el Juzgado Décimo Administrativo del Circuito de Bogotá se pronuncie, o bien corriendo el traslado solicitado o bien de fondo sobre el acuerdo suscrito entre Codensa y la UAESP. Mediante auto de 1° de junio de 2017, el Juzgado se negó a considerar el mencionado acuerdo y, en su lugar, ordenó a la UAESP que realizara la liquidación unilateral. La cuantía para este litigio se estima en aproximadamente Col \$ 72.949 millones (aproximadamente MUS\$ 23.932).

7. Para contrarrestar el impacto del posible fenómeno climático del Niño que influye en la tarifa, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), estableció la Opción Tarifaria, a través de la Resolución CREG 168 del 2008, la cual permite diferir el incremento en la tarifa de energía eléctrica hasta por dos años, en lugar de hacerlo inmediatamente, suavizando el impacto del alza en los usuarios finales. Codensa terminó voluntariamente la Opción Tarifaria que venía aplicando y en virtud de ello procedió a realizar un balance entre los valores reales de la tarifa y los valores facturados resultantes de la Opción Tarifaria, sobre la base de los saldos y el histórico de los valores trasladados a la tarifa de los usuarios finales, en cumplimiento de la Resolución CREG 168 de 2008. El resultante de la comparación de tarifas deberá ser reintegrado a los usuarios finales pues los valores de la Opción Tarifaria, como saldos acumulados, siempre están por encima de los valores que debieron haberse facturado, si no se hubiere optado por tal alternativa. En cuanto a su estado procesal, se notifica la demanda el 1 de octubre de 2015 y fue contestada el 23 de noviembre de 2015. Se encuentra pendiente la fijación de fecha para audiencia de conciliación. La regulación colombiana no establece el mecanismo para devolver a los usuarios los importes de dinero derivados de la opción tarifaria, sin embargo, la empresa previamente decidió devolver estos importes. Existe diferencia entre los importes que tiene previsto devolver la empresa a los usuarios y la cuantía que estima la CREG. Se llevó a cabo la audiencia de conciliación la cual se declaró fracasada. Dentro del término probatorio se allegó un informe sobre la aplicación de la figura regulatoria por parte del Gerente General de Codensa, que había sido solicitado por el juez. Se presentaron alegatos de conclusión el pasado 20 de septiembre de 2016. Con fecha 29 de noviembre de 2016, se notificó sentencia de primera instancia favorable a Codensa, en la cual se niegan las pretensiones dado que se logró demostrar que Codensa determinó y devolvió el mayor valor cobrado a los usuarios (Col \$9.000 millones aproximadamente MUS\$ 2.953) por la opción tarifaria y dio estricto cumplimiento a la regulación. Asimismo, al CREG le correspondía la carga de probar el perjuicio y su monto (Col \$163.000 millones aproximadamente MUS\$ 53.474), hecho que le resultó difícil dada la complejidad del cálculo de los saldos y la posible mora en la devolución de lo pagado a los usuarios. Una vez verificado que el CREG no presentó recurso de apelación, la sentencia quedó firme y el proceso fue archivado a favor de la Compañía. La cuantía para este litigio se estima en Col \$ 163.000 millones (aproximadamente MUS\$ 53.474). Proceso terminado.
8. La SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria), autoridad fiscal en Perú, cuestionó a Enel Generación Perú S.A. (antes denominada Edegel) en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que correspondía a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación realizada con motivo de su revaluación voluntaria en el año 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la SUNAT es que Enel Generación Perú S.A. no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron, ni que dicho financiamiento hubiese sido efectivamente incurrido. La posición de Enel Generación Perú S.A. es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si la SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió.

Respecto del período 1999: El 2 de febrero de 2012, el Tribunal Fiscal (“TF”) resolvió el litigio del año 1999, a favor de Enel Generación Perú S.A. por dos centrales y en contra respecto de cuatro centrales, en base al argumento de que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. El TF ordenó

a la SUNAT recalcular la deuda según el criterio expuesto. Enel Generación Perú S.A. pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012, por el equivalente a MUS\$11.760, la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Enel Generación Perú S.A.:

i) Demanda ante el Poder Judicial ("PJ") contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012 (correspondería devolución total).

ii) Apelación parcial contra la resolución de cumplimiento de SUNAT, en base a que el recálculo es incorrecto, interpuesta en julio 2012 (correspondería devolución parcial).

Respecto a la Demanda, en agosto 2013, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declararla improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución vulnera su derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Enel Generación Perú S.A. presentó recurso de nulidad contra la misma. En mayo de 2015, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la resolución de la Corte de Apelaciones por medio de la cual: (i) se declaró nula la resolución del PJ que rechazaba las peticiones de la demanda de la empresa; (ii) las reclamaciones rechazadas se declaran admitidas y (iii) se ordenó al PJ volver a la etapa de determinación de los puntos de la controversia. En junio de 2015, Enel Generación Perú fue notificada de la resolución del Poder Judicial, que declaró admitidas las reclamaciones rechazadas y lo remitió a la Fiscalía para la emisión de un nuevo pronunciamiento (en Perú cuando el Estado está involucrado como parte en un proceso judicial siempre debe intervenir un fiscal designado por el Ministerio Público, para que esté enterado y emita opinión respecto de la controversia. Dicha opinión no es vinculante para el juez o la sala que debe resolver la causa). En noviembre de 2015, Enel Generación Perú S.A. dio su informe oral. En febrero 2017, Enel Generación Perú fue notificada con una resolución que declara improcedente la reclamación de la empresa pues la resolución de la SUNAT tenía por objeto ejecutar una resolución anterior (RTF N° 6686-4-2004) la cual no fue reclamada y por tanto no es posible emitir un pronunciamiento ahora. En febrero 2017, Enel Generación Perú interpuso recurso de apelación, argumentando que el poder judicial distorsionó la reclamación.

Administrativo: En abril 2017, el TF emitió fallo en contra de Enel Generación Perú, declarando infundado la apelación en contra del cálculo efectuado por la SUYNAT, en orden a cumplir con la resolución del TF (RTF N° 01516-4-2012), indicando que la SUNAT ha cumplido con el pronunciamiento del TF.

Respecto del período 2000 y 2001: Enel Generación Perú S.A. pagó el equivalente a MUS\$ 5.706 (€ 5 millones) y provisionó el equivalente a MUS\$ 1.141 (€ 1 millón).

En noviembre de 2015, Enel Generación Perú S.A. fue notificada de la Resolución N° 15281-8-2014, donde el TF resolvió la mencionada apelación por la que se declaró nula la Resolución, donde SUNAT objetó la deducción de las pérdidas relacionadas con los instrumentos derivados financieros (tipo de cambio). Luego, confirmó los reparos asociados con la no deducibilidad de la depreciación relacionada con los servicios de asistencia técnica no acreditados y prestados por Generandes y los intereses financieros generados por los préstamos para la compra de acciones propias; y, finalmente, revocó otros asuntos. Cabe señalar, que si bien la resolución del TF revocó los reparos relacionados con el exceso de la depreciación de la revaluación de activos; sin embargo, establece que la SUNAT deberá aplicar lo que se resuelva en la apelación presentada por la compañía para el período 1999, sobre Impuesto a la Renta (Exp. N° 10099 a 2012,) cuya resolución está pendiente.

A la fecha de estos estados financieros, está pendiente que la SUNAT recalculé la deuda de acuerdo al criterio establecido.

En febrero 2016, Enel Generación Perú S.A. presentó una demanda ante el poder judicial contra la decisión del TF (Resolución 15281-8-2014), con el fin de revocar parcialmente el criterio establecido, en la parte que el TF estableció que la SUNAT debe aplicar lo resuelto por la apelación respecto al Impuesto a la Renta del año tributario 1999, omitiendo efectuar cualquier otro pronunciamiento. En el mismo mes, el poder judicial admitió la demanda de Enel Generación Perú S.A. En marzo de 2016, el TF y SUNAT respondieron a la demanda, lo que significa que el poder judicial debe fallar en contra de Enel Generación Perú S.A., pues la resolución no "causa estado", debido a que el TF no se pronunció sobre el concepto en disputa. En el mismo mes de marzo, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la corrección de

errores del procedimiento (Resolución de Saneamiento Procesal). En junio de 2016, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la Opinión del Fiscal de Distrito del Poder Judicial. En el mismo mes, Enel Generación Perú S.A. fue requerida para proporcionar informe oral. En septiembre 2016, rindió el Informe Oral.

Las próximas actuaciones.

Respecto de 1999: El proceso administrativo ha concluido. Es importante considerar que en la demanda judicial de Enel Generación Perú se está discutiendo el fondo del asunto. Se espera pronunciamiento del poder judicial respecto de la apelación presentada.

Respecto de 2000 y 2001: Se espera que la SUNAT realice el recalcu de la deuda según el criterio establecido. La SUNAT y el TF contestaron la demanda y se encuentra pendiente que el Ministerio Público emita pronunciamiento sobre la controversia. En espera de que el poder judicial se pronuncia sobre la demanda Enel Generación Perú S.A. La cuantía total de este litigio se estima en S/ 65 millones (aproximadamente MUS\$ 19.995).

9. La SUNAT desconoció a Enel Distribución Perú S.A. (antes denominada Edelnor) las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la compañía entre los años 2006 al 2010, equivalentes al 2% aproximadamente del total comprado y energía autogenerada, por lo que cuestionó el costo de venta de esa energía determinado por Enel Distribución Perú S.A., según la SUNAT, sobre la base de un delito de robo de energía que no fue establecido por los tribunales de justicia. La posición de la SUNAT es que la inviabilidad de la acción judicial sólo puede demostrarse a través de un Reporte Policial y de una Resolución, debidamente motivada, emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) que declara el archivo, definitivo o provisorio, de la acción criminal por robo de energía. El Tribunal Fiscal (TF) ha emitido algunas sentencias que establecen que dicha resolución es necesaria. La posición de Enel Distribución Perú S.A. es que la ley no establece un mecanismo específico sobre cómo se demostrará la inviabilidad de una acción judicial, por lo que es posible presentar cualquier evidencia disponible, apropiada y razonable para esta situación (revisión libre de la prueba). Enel Distribución Perú S.A. eligió para demostrar que era inútil perseguir estos delitos mediante acciones legales, los informes producidos por ingenieros especializados, informes emitidos por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas y por OSINERGMIN (Regulador), demostrando que no tenía sentido ir al poder judicial y enjuiciar un delito que sería inútil debido a que los autores del crimen, la ocurrencia exacta de robo, el lugar concreto en el que se produce y la cantidad robada en cada oportunidad no pudieron ser identificados. El TF ha permitido este tipo de acreditación en caso de robo en la distribución de agua (una empresa similar a la distribución de electricidad) y no ha señalado que la resolución emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) es la única evidencia admisible que demuestra la inutilidad de la prosecución de la acción judicial.

La evolución del proceso es:

Para el año 2006: El TF falló en contra de Enel Distribución Perú S.A., en la apelación, aunque estuvo de acuerdo con la posición de ésta sobre el fondo de la cuestión controvertida. Por tanto, el TF confirmó el reparo después de concluir que Enel Distribución Perú S.A. no demostró la cantidad de pérdidas comerciales atribuibles al robo. Tal conclusión se deriva del hecho de que la pérdida de energía comercial no está exclusivamente compuesta por energía robada, sino que también por energía perdida debido a otras razones, tales como errores de medición, errores de facturación y errores en la estimación de pérdidas físicas. Debido a la ejecución inmediata de la sentencia del TF, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda en su totalidad a la SUNAT por un monto total de MUS\$ 4.565 (€4 millones). En febrero 2013, Enel Distribución Perú S.A. presentó un recurso contra la decisión del TF ante el poder judicial, solicitando su nulidad y exigiendo la deducción del 100% de la pérdida de energía comercial, con el sustento que, a pesar de las pérdidas de energía comerciales puede teóricamente componerse de los errores indicados; en 2006 durante la Inspección de la propia Administración, se estableció que el 100% de la pérdida comercial consistió en el robo de energía. En junio 2014, Enel Distribución Perú S.A. fue notificada de las conclusiones del fiscal de distrito (Dictamen Fiscal). En agosto de 2014, Enel Distribución Perú S.A. rindió Informe Oral (Informe oral) y presentó los argumentos finales escritos. En octubre 2014, Enel Distribución Perú S.A. fue notificada de la Resolución del poder judicial en su contra; y en noviembre de 2014, presentó su apelación. En junio 2015, la Corte resolvió el recurso, declarando la nulidad de la resolución y ordenó que se debe emitir una nueva resolución. En diciembre de 2015, Enel Generación Perú fue

notificada con una resolución mediante la cual el poder judicial falló nuevamente en su contra y en ese mismo mes, se presentó una apelación. En enero de 2017, Enel Distribución Perú fue notificada de la Resolución mediante la cual la Corte dictaminó parcialmente a favor de Enel Distribución Perú, ordenando a la SUNAT que solicitaran documentación de apoyo, para demostrar la pérdida de energía comercial atribuible al robo. En enero 2017, tanto SUNAT y Enel Distribución Perú interpusieron un recurso ante la Corte Suprema de Justicia.

Para los años 2007 y 2008: Teniendo en cuenta el resultado obtenido en 2006 para el impuesto a la renta, la empresa inició una nueva estrategia de defensa: (i) en teoría, las pérdidas de energía comerciales pueden estar compuestas de errores de medición, facturación y de estimación de pérdidas físicas, (ii) dado que tales pérdidas se determinan por "sustracción" (la energía que entró en el sistema "menos" la energía suministrada a los clientes y "menos" la pérdida física de la energía), la pérdida de energía comercial puede de hecho, estar integrada por dichos errores sólo en casos de una sub-medición o sub-facturación o subestimación de las pérdidas físicas, (iii) si no existen tales errores, la cantidad que se muestra como pérdida de energía comercial se compone sólo de pérdidas por robo, (iv) durante la inspección, la SUNAT revisó tanto la facturación y el informe de la pérdida física y no hizo ningún cuestionamiento ni investigación respecto de ellos; por lo tanto, en este punto, los errores de facturación o los errores de estimación de pérdidas físicas no se pueden argumentar por la SUNAT como parte de la pérdida de energía comercial, (v) con respecto a los errores de medición, siendo la distribución de energía eléctrica de un negocio regulado, los márgenes de este tipo de errores son mínimos.

Para el año 2007: Enel Distribución Perú S.A. presentó pruebas de que una pequeña cantidad de pérdida fue atribuible a sub-medición. Entonces, las pérdidas comerciales de energía consistían principalmente en robo (95%) y, en menor medida (5%), a errores de medición. Enel Distribución Perú S.A. dio informe oral y presentó alegatos. La apelación se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A. presentó pruebas que demostraron un exceso de medición. Por ende, las pérdidas de energía comerciales eran solo robo. Para estos 2 años, Enel Distribución Perú S.A. proporcionó Informe Oral al TF y presentó los argumentos finales escritos. La apelación se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

Para el año 2009: SUNAT objetó la deducción de las pérdidas de energía comercial, bajo las mismas razones de los años anteriores. En noviembre de 2013, Enel Distribución Perú S.A. presentó una reclamación, en la que además de reiterar las razones por las que la pérdida comercial de energía es deducible, proporcionó evidencia que demostró que la pérdida de energía comercial consistía principalmente de robo (93%) y, en menor medida (7%), de errores de medición. En junio de 2014, la SUNAT solicitó información sobre los detalles del cálculo de la "pérdida de energía estándar". En julio 2014, Enel Distribución Perú S.A. dio respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto 2014, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú S.A. con la Resolución que se pronunció sobre el reclamo de ésta última. En dicha resolución, la SUNAT revocó el reparo correspondiente a la pérdida de energía comercial en la parte que se refiere a la pérdida estándar de energía comercial, confirmándolo en la parte correspondiente al exceso de dicha cantidad. En septiembre de 2014, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor S/ 5,3 millones (MUS\$1.630 aproximadamente), este monto incluye intereses moratorios por pagos a cuenta y multas. Se presentó su apelación ante el TF, la misma que se encuentra pendiente de resolución.

Para el año 2010: SUNAT solo objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2015, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida por la SUNAT de un valor S/ 5,1 millones (MUS\$1.569 aproximadamente) incluye tributos, intereses moratorios de pago de cuenta más multas respectivas. Se presentó reclamación ante la SUNAT. En abril de 2016, Enel Distribución Perú S.A. fue notificada de la Resolución de la SUNAT, que mantiene los reparos, y en el mismo mes se interpuso un recurso de apelación.

Para el año 2011: SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2016, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor de S/ 3,1 millones (MUS\$ 954) por concepto de pago a cuentas y multas con los respectivos intereses moratorios. En septiembre 2016, Enel Distribución Perú S.A. fue notificada con liquidaciones de impuestos y multas. En octubre 2016, Enel Distribución Perú S.A. presentó reclamación de los impuestos y multas. En junio de 2017, Enel Distribución Perú S.A. recibió resolución mediante la cual la SUNAT mantiene las objeciones levantadas. En julio de 2017, Enel Distribución Perú interpuso un recurso de apelación.

Las próximas actuaciones son:

Para el año 2006: A la espera que la Corte resuelva la apelación de Enel Distribución Perú S.A.

Para 2007 y 2008: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.
 Para el año 2009: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.
 Para año 2010: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.
 Para el año 2011: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.

La cuantía total por estos litigios se estima en S/ 78 millones (aproximadamente MUS\$ 23.994).

10. En 1997, Enel Generación Perú S.A. (antes denominada Edegel), Perené y Simsa entraron en un acuerdo de Joint Venture para el desarrollo de las plantas de energía Chimay y Yanango, acordando un bono para Enel Generación Perú S.A. en la cantidad US\$ 13 millones. En 1998, Enel Generación Perú S.A. firmó un contrato con su compañía controladora Generandes con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Generandes en la cantidad de US\$ 13 millones. A su vez, Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Enel Generación Perú S.A. y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US\$ 3 millones. La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Enel Generación Perú S.A.: el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por Generandes, y (ii) en Generandes: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por su accionistas. La posición de la SUNAT es que las operaciones no son reales pues Generandes y sus accionistas son una entidad holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Enel Generación Perú S.A. a través de su personal. La posición de la compañía es que el TF ya emitió la Resolución 15281-8-2014, sobre el recurso de Enel Generación Perú S.A. relacionado con el impuesto a la renta de empresa del período 2000-2001, la cual establece que los servicios de asistencia técnica prestados por Generandes califican como no existente. Debido a las implicaciones directas que esta declaración tiene en este caso, el TF se pronunciará en contra de Generandes. En este sentido, esperamos que el TF ordene a la SUNAT recalcular el impuesto a la renta, teniendo en cuenta que no sólo no existen los costos sino que además los ingresos de Generandes (facturas emitidas a Enel Generación Perú S.A.) también son inexistentes. De acuerdo a esta esperada nueva determinación, se produciría un pago en exceso en el impuesto a la renta de Generandes, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso. Actualmente, se encuentra en Apelación en el Tribunal Fiscal. Se espera que se dicte la resolución para el primer semestre del año 2017. La cuantía total de este litigio se estima en S/ 86,36 millones (aproximadamente MUS\$ 26.556).
11. El 5 de julio de 2016, Electroperú presentó una solicitud de arbitraje contra Enel Generación Perú S.A. por existir discrepancias relativas a la interpretación de ciertos aspectos técnicos (potencia comprometida, fecha de inicio de la segunda etapa del contrato, determinación del Precio Base del Gas) de un contrato de suministro de energía eléctrica celebrado el año 2003. Ya se ha conformado el tribunal, encontrándose pendiente su instalación. El 4 de junio de 2017, Electroperú presentó su demanda (hay plazo hasta el 4 de agosto de 2017, para presentar la contestación de la demanda y la reconvencción). La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente US\$ 41.2 millones. Por su parte, la controversia contiene pretensiones de Enel Generación Perú S.A. contra Electroperú por aproximadamente US\$ 18.5 millones.

b) Juicios pendientes en Asociadas y Negocios Conjuntos:

Enel Brasil (antes Endesa Brasil) y Filiales:

1. Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. La administración tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Enel Brasil S.A. en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultados. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a una tasa del 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. Enel Brasil señala que todos los procedimientos que fueron adoptados estuvieron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (PCGA de Brasil), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). En diciembre 2014, la compañía presentó defensa en la primera instancia administrativa. En julio de 2016, las autoridades tributarias emitieron fallo desfavorable contra Enel Brasil, quién apelará ante Tribunal Administrativo de segunda instancia. Para ello, se contrató a un experto para que entregase una opinión acerca de los ajustes contables registrados en 2009. La opinión del experto fue presentada en el proceso. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 265,73 millones (aproximadamente MUS\$ 80.652).

2. En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (en adelante “Basilus”) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELFL). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELFL. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Enel Distribución Río S.A. (antes denominada Ampla) en el proceso de privatización, Basilus demandó en el año 1998 a Enel Distribución Río S.A., estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Enel Distribución Río S.A. sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Enel Distribución Río S.A. y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009, el Tribunal de Justicia Estadual aceptó el recurso y anuló el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Enel Distribución Río S.A. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, Basilus interpuso un “Mandado de Segurança”, asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012, el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Enel Distribución Río S.A. y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança fuesen sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012, fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Enel Distribución Río S.A. y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con el objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013, los Embargos de Declaração presentados por Enel Distribución Río S.A. y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. El 25 de agosto de 2015, se dictó fallo rechazándose recurso interpuesto por la parte demandante. El fallo fue publicado el 10 de diciembre de 2015, y el 15 de diciembre de 2015, Basilus presentó recursos de Embargos de Aclaración. El 3 de marzo de 2016, el Tribunal Superior de Justicia comenzó el juzgamiento del recurso y el primer voto (Ministro Relator) fue favorable al recurso y el Ministro que sigue suspendió su resolución para realizar un mejor análisis de los argumentos. Se falló este recurso con 3 votos contra dos, en contra de Enel Distribución Río S.A. El fallo es susceptible de recursos. En consecuencia, la demanda volverá a la segunda instancia (Tribunal de Justicia del Río de Janeiro) y el recurso presentado por Basilus en la demanda original deberá ser conocido y resuelto. Cabe señalar que, como se ha indicado, las pretensiones planteadas por Basilus han sido rechazadas en primera y segunda instancia. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre. La cuantía de este juicio se estima en aproximadamente a R\$ 1.515 millones (aproximadamente MUS\$ 459.819).
3. En diciembre de 2001, la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Enel Distribución Río S.A. empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Enel Distribución Río S.A. por entender que la *vacatio legis* (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007, el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Enel Distribución Río S.A. En octubre de 2008, Enel Distribución Río S.A. presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Enel Distribución Río S.A. fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Enel Distribución Río S.A. que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución que los cambios legislativos entraban en vigor a los 90 días de su publicación. Enel Distribución Río S.A. presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%. Enel Distribución Río S.A. presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Enel Distribución Río S.A. presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Hay decisión de primera instancia judicial en contra de Enel Distribución Río S.A. publicada en agosto de 2015. Enel Distribución Río S.A. presentó recurso a la segunda instancia judicial

en el mismo mes. Se aguarda decisión de segunda instancia. La cuantía asciende a R\$ 160,05 millones (aproximadamente MUS\$ 48.577).

4. La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a Enel Distribución Río S.A., la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Enel Distribución Río S.A., entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra relacionado a otros cinco procesos, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Enel Distribución Río S.A., por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. En septiembre de 2013, el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Enel Distribución Río S.A. interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Enel Distribución Río S.A. interpuso recurso especial en agravo de instrumento ante el Tribunal Superior de Justicia, el que fue aceptado tres votos acero, por lo que las solicitudes de Cibran fueron rechazadas, por haber entendido los jueces que no se había probado relación causal entre los daños y la actuación de Enel Distribución Río S.A. Esta resolución es susceptible de recursos. En septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia en uno de estos procesos, condenándose a Enel Distribución Río S.A. al pago de una indemnización de R\$ 200.000 (aproximadamente MUS\$ 61) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Enel Distribución Río S.A. presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014, Enel Distribución Río S.A. interpuso recurso de apelación. El 21 de septiembre de 2016, se dictó fallo y la apelación presentada por Enel Distribución Río S.A. ha sido acogida, así los pedidos hechos por Cibran ha sido rechazados. En la decisión, los desembargadores (jueces de según instancia) entendieron que no había comprobación de nexo de causalidad entre los daños y la actuación de Enel Distribución Río S.A. El 4 de octubre de 2016, Cibran opuso embargos de aclaración que han sido rechazados. El 16 de diciembre de 2016, Cibran ha presentado Recurso Especial al Tribunal Superior de Justicia a la fecha sin juicio de admisibilidad. Con fecha 1 de junio 2015, se dictó sentencia en otro de estos procesos, condenándose a Enel Distribución Río S.A. al pago de una indemnización de R\$ 80.000 (aproximadamente MUS\$ 24) por los daños morales sufridos y, además, al pago de una indemnización por los daños materiales en razón de las fallas del servicio de Enel Distribución Río S.A. por R\$ 95,5 millones (aproximadamente MUS\$ 28.985) (más actualización monetaria e intereses). Enel Distribución Río S.A. presentó en contra de este fallo Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados por el juez. Enel Distribución Río S.A. presentó recurso de apelación. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía total de estos litigios se estima en aproximadamente R\$ 433,4 millones (aproximadamente MUS\$ 131.542).
5. Tras ganar, en definitiva, en 2010, el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Enel Distribución Río S.A., que la amparaba para no pagar COFINS (hasta el año 2001, en que se modificó la Constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Enel Distribución Río S.A. ha retomado una acción iniciada en 1996. Esta acción había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que, por tanto, tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Enel Distribución Río S.A., declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los períodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión, pero sólo por temas de forma, ante el tribunal de Río de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Río determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la hacienda pública no había tenido oportunidad de manifestarse. En mayo 2015, la autoridad tributaria presentó su alegato final y en julio 2015 una nueva decisión favorable de primera instancia declaró el derecho de Enel Distribución Río S.A. a la restitución de COFINS pagados desde 1992 hasta 1996. En agosto 2015, las autoridades tributarias apelaron ante el Tribunal de Río de Janeiro. En julio de 2016, la segunda instancia judicial falló a favor de Enel Distribución Río S.A., confirmando el derecho de Enel Distribución Río S.A. a la restitución de los COFINS pagados entre 1992 y 1996. Las autoridades fiscales apelaron a la misma instancia judicial con el fin de aclarar los criterios utilizados por el tribunal para establecer los honorarios relativos a la pérdida de la apelación. Después de la decisión sobre este recurso, las autoridades fiscales podrían todavía presentar un recurso a ambas Cortes Supremas (Tribunal Superior de Justicia y Tribunal Supremo Federal) con el fin de discutir el derecho a la restitución. El importe solicitado por Enel Distribución Río S.A. a devolver se estima en R\$ 174,60 millones (aproximadamente MUS\$ 52.993).

6. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Enel Distribución Río S.A., solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto Ley N° 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Enel Distribución Río S.A., la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Enel Distribución Río S.A. interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Enel Distribución Río S.A. ha presentado una *Exceção de Pré-executividade* con base en la jurisprudencia del Tribunal Supremo Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste - *Unidade de Referência de Preços* ("URP") del Decreto Ley N° 2.235/87. Además, Enel Distribución Río S.A. alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Enel Distribución Río S.A. logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual se presentó un recurso de *Agravo de Petição*, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Enel Distribución Río S.A. en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014, se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. En junio 2015, Enel Distribución Río S.A. ha presentado sus descargos (contra razones) para que se rechace por el tribunal el Recurso Extraordinario interpuesto por el Sindicato. El 16 de diciembre de 2015, el Recurso Extraordinario ha sido enviado al Tribunal Supremo Federal para juzgamiento. El 29 de agosto de 2016, se dictó resolución para suspender ejecución del fallo. En diciembre de 2016, el Recurso Extraordinario fue juzgado desfavorable a Enel Distribución Río S.A., resolviendo el Tribunal Supremo Federal a favor del recurso del Sindicato de los Trabajadores, declarando que Enel Distribución Río S.A. adeuda el valor de las diferencias salariales (URP) por el período de febrero/89 a octubre/89. Se está a la espera de la publicación del fallo para interposición del recurso pertinente. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente R\$ 81,9 millones (aproximadamente MUS\$ 24.858).
7. En 1998, para financiar la adquisición de Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce), Enel Distribución Río S.A. realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río S.A. un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Enel Distribución Río S.A. había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Enel Distribución Río S.A., se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Enel Distribución Río S.A. habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007, el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012, falló en contra de Enel Distribución Río S.A. La decisión fue notificada a Enel Distribución Río S.A. el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012, Enel Distribución Río S.A. procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013, Enel Distribución Río S.A. fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración ("Embargo de Declaración") presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Enel Distribución Río S.A. presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permite seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada en un 20%. En abril 2014, Enel Distribución Río S.A. presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Enel Distribución Río S.A. opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Se llevará a cabo

una investigación judicial, la cual será realizada por un experto designado por el juez. Se espera la decisión de primera instancia judicial, con la investigación del experto que designe el juez. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 1.220 millones (aproximadamente MUS\$ 370.283).

8. El Estado de Rio de Janeiro (el “Estado”) levantó actas a Enel Distribución Río S.A. por los períodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços (“ICMS”) soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado entiende que Enel Distribución Río S.A. no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Enel Distribución Río S.A., señala que (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS, y que (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativas. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Enel Distribución Río S.A., presentó su defensa administrativa y judicial en todos los procesos. Una parte de los procedimientos administrativos fue juzgado a favor de Enel Distribución Río S.A. y la parte restante fue apelada. La decisión administrativa favorable reconoció el derecho de Enel Distribución Río S.A. de utilizar el crédito de ICMS sobre los activos adquiridos del período de 2007 a 2012. Se aguarda las decisiones finales. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 116 millones (aproximadamente MUS\$ 35.207).
9. En octubre de 2009, Tractebel Energía S.A. demandó a Enel CIEN S.A. (antes denominada CIEN S.A.) basado en el supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” entre Enel CIEN S.A. y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de Enel CIEN S.A. al pago de multa rescisoria de R\$117.7 millones (aproximadamente MUS\$ 35.723) y demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar Enel CIEN S.A. la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a Enel CIEN S.A., pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. Enel CIEN S.A. solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, Enel CIEN S.A. presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Enel CIEN S.A. contra Tractebel. El tribunal dictó una resolución extendiendo esta suspensión hasta el 9 de julio de 2015. A la fecha de reporte de estos estados financieros, el juicio no ha tenido movimiento alguno.
10. En el año 2010, Enel CIEN S.A. fue notificada de una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A. (“Furnas”), en razón del supuesto incumplimiento por parte de Enel CIEN S.A. del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700 MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a Enel CIEN S.A. a pagar R\$ 520,8 millones (aproximadamente MUS\$ 158.068), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad de Enel CIEN S.A. por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de la crisis energética en Argentina. La demandante presentó recurso de apelación en contra de esta sentencia. Con fecha 10 de julio, Enel CIEN S.A. presentó al tribunal sus descargos (contra razones) para el rechazo de este recurso presentado por Furnas. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por Enel CIEN S.A. en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. Enel CIEN S.A. ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente, Enel CIEN S.A. recibió de

Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de Enel CIEN S.A., tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre.

11. En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (Banco Interamericano del Desarrollo - BID), Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales había sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de Enel Distribución Ceará S.A. de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a Enel Distribución Ceará S.A. de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de Enel Distribución Ceará S.A., no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995, Enel Distribución Ceará S.A. pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, Enel Distribución Ceará S.A., siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998, Enel Distribución Ceará S.A. fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enel (antes denominado Grupo Enersis), y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Enel Distribución Ceará S.A., entre las cuales se destacan las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acarau Ltda (“Coperva”) y las interpuestas por “Coperca” y “Coerce”. La defensa de Enel Distribución Ceará S.A. se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternativamente, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Enel Distribución Ceará S.A. es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a aproximadamente a R\$ 197,2 millones (aproximadamente MUS\$ 59.852). En una de las acciones presentadas por Coperva, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Enel Distribución Ceará S.A., aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013, el juez decretó “la ejecución anticipada de condena”, definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Enel Distribución Ceará S.A., paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 7 de abril de 2014, se pronunció sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. Coperva interpuso recurso de Apelación y Enel Distribución Ceará S.A. presentó contra razones. Rechazada la apelación, Coperva presentó embargos de aclaración, que fueron rechazados el 11 de enero de 2016. El 3 de febrero de 2016, Coperva interpuso Recurso Especial al Tribunal Superior de Justicia. A la fecha de reporte de estos estados financieros, el juicio no ha tenido movimiento alguno.

Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007, por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R\$ 15,6 millones (aproximadamente MUS\$ 4.735). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía total se estima en R\$ 102,9 millones (aproximadamente MUS\$ 31.231). En el caso de Coerce, la Acción de Revisión se inició en 2006, y mediante ella se pretende reajustar el valor del alquiler de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que se calcule en la base del 2% del valor del bien arrendado. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 117,9 millones (aproximadamente MUS\$ 35.784) Este proceso, al igual que Coperca, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

12. En febrero de 2004, dos impuestos brasileños, *Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social* (“COFINS”) y *Programas de Integração Social* (“PIS”), se modificaron de un régimen acumulativo

(imposición en 3.65% sin deducción de créditos) a un régimen no acumulativo (9,25% con créditos). De acuerdo con la Ley, los bienes a largo plazo y los contratos de suministro de servicios ejecutados antes de 31 de octubre de 2003 bajo "precio predeterminado", podrían permanecer en el régimen acumulativo. CGTF ("Endesa Fortaleza") había firmado contratos de compra de energía que cumplieron con los requisitos, por lo que los ingresos de los contratos inicialmente se tributan bajo el régimen acumulativo, que es más beneficioso. En noviembre de 2004, se publicó un acto administrativo que define el concepto de "precio predeterminado". Según ella, los contratos de Endesa Fortaleza deben estar sujetos al régimen no acumulativo. En noviembre de 2005, una nueva Ley aclara el concepto de "precio predeterminado". Con base en la Ley de 2005, el régimen que debe aplicarse a los contratos era el acumulado (más beneficioso). Además, la ANEEL emitió una (Ley Administrativa) Nota técnica indicando que los contratos celebrados en virtud de sus normas y con su aprobación cumplen con el requisito de Derecho. Sin embargo, en febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los períodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo). Endesa Fortaleza impugnó el acta y ésta fue juzgada procedente. Endesa Fortaleza presentó recurso ante la segunda instancia administrativa y ésta falló manteniendo la decisión de primera instancia. Endesa Fortaleza presentó recurso a la Cámara Superior de Recursos Fiscales que aguarda juzgamiento. Respecto de otros procedimientos en contra CGTF se falló a favor y las autoridades tributarias apelaron de dicha decisión a la Cámara Superior de Recursos Fiscales. Basado en la defensa administrativa contratada por Endesa Fortaleza, la Cámara Suprema de Recursos Fiscales falló en favor de Endesa Fortaleza, finalizando definitivamente la discusión. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 83,15 millones (aproximadamente MUS\$ 25.237).

13. Enel Distribución Ceará S.A. factura al consumidor de "baja renta" (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta". El Estado de Ceará compensa a Enel Distribución Ceará S.A. ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Enel Distribución Ceará S.A. sobre el importe de la tarifa normal (sin el descuento). Por otro lado, el Estado de Ceará establece que el ICMS no aplica a facturaciones de entre 0 y 140 kwh. Por otra parte, Enel Distribución Ceará S.A., a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del total ICMS soportado en las compras de energía, debe aplicar la regla de "prorrata". La regla señala que es deducible el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS). Enel Distribución Ceará S.A. considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado es el resultante de aplicar el precio de venta final de la energía (precio una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La Hacienda entiende que en el cálculo de "Prorrata de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta", en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Enel Distribución Ceará S.A. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Enel Distribución Ceará S.A. sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa, pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de los litigios por los años 2005 y 2006, existen decisiones administrativas desfavorables a Enel Distribución Ceará S.A. Respecto de los litigios por los años 2007, 2008 y 2009, los procesos administrativos terminaron con decisiones en contra de Enel Distribución Ceará S.A., pero algunos con reducción del valor por caducidad. Enel Distribución Ceará S.A. presentó acciones judiciales con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente las deudas tributarias. El Estado de Ceará presentó Ejecuciones Fiscales (procesos judiciales recaudatorios) para los años 2005, 2006, 2007, 2008 y 2009. Enel Distribución Ceará S.A. presentará su defensa en primera instancia judicial. Con respecto a los litigios por los años 2010 y 2011, las actas fueron recibidas en enero 2015 y enero de 2016, respectivamente, y Enel Distribución Ceará S.A. presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las actas fueron falladas en contra de Enel Distribución Ceará S.A. por la primera instancia administrativa. Enel Distribución Ceará S.A. presentó su apelación para el año 2010 con fecha 25 de julio de 2016 y para el año 2011 el 15 de agosto de 2016, ante la segunda instancia administrativa. Las actas de impuestos emitidas para los años 2010 y 2011 fueron juzgadas en forma

desfavorable a Enel Distribución Ceará S.A. en la segunda instancia administrativa. Las decisiones fueron recibidas por Enel Distribución Ceará S.A. con fecha 7 de diciembre 2016 y 8 de diciembre 2016, respectivamente. Por lo tanto, todas las actas de impuestos emitidas para los años 2005 hasta 2011 fueron falladas desfavorablemente para Enel Distribución Ceará S.A. Esta última, otorgó garantías bancarias para obtener el Certificado de Regularidad tributaria. El Estado de Ceará presentó el respectivo proceso de cobro. Enel Distribución Ceará S.A. presentará su defensa ante primera instancia judicial. El Estado de Ceará levantó una nueva Acta por el mismo concepto por el año 2012. Enel Distribución Ceará S.A. levantó su defensa ante la primera instancia administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en R\$ 153 millones (aproximadamente MUS\$ 46.437).

14. El Estado de Ceará levantó actas a Enel Distribución Ceará S.A. por los períodos 2003, y del 2004 al 2010, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado de Ceará entiende que Enel Distribución Ceará S.A. no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Enel Distribución Ceará S.A., señala que: (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS, y que (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativas. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Enel Distribución Ceará S.A. presentó sus defensas administrativas en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 153 millones (aproximadamente MUS\$ 46.437).

15. En julio de 2016, se iniciaron contra Enel Distribución Ceará S.A. y la ANEEL tres acciones civiles públicas cuestionando el porcentual de reajuste de la tarifa de Enel Distribución Ceará S.A., impugnando la diferencia entre la tasa de ajuste y la inflación. Los demandantes en cada juicio, respectivamente, son (i) Procon de Fortaleza, (ii) el Instituto de Defensa del Consumidor y, (iii) en conjunto, la Defensoría Pública, el Comité de Protección de los Consumidores-Asamblea Legislativa de Ceará, Comité de Defensa y Protección de los Consumidores. Las acciones iniciadas por (i) y (ii) se encuentran en las primeras etapas procesales de discusión, habiéndose rechazado las medidas preliminares (precautorias) solicitadas por los demandantes. En el litigio (ii), después de requerido por Enel Distribución Ceará S.A., se dictó decisión para traslado de la justicia estadual para la justicia federal, así como la inclusión de ANEEL en la demanda. La medida preliminar (precautoria) solicitada por el demandante ha sido rechazada.

En el caso (iii) también se rechazaron las medidas preliminares (precautorias) solicitadas, pero, además, con fecha 6 de septiembre de 2016 se dictó sentencia, rechazándose los pedidos de las instituciones. El 27 de octubre de 2016, las instituciones han interpuesto apelación la cual ha sido respondida por Enel Distribución Ceará S.A. el 25 de noviembre de 2016. El tribunal no ha se manifestado a la fecha acerca del recurso. La cuantía total de estos litigios es indeterminada. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre.

16. El Instituto de Defensa de los Consumidores (“IPEDC”) estableció una Acción Civil Pública contra Enel Distribución Ceará S.A., a través de la cual IPEDC cuestiona la inclusión de los costes con hurto de energía incluidos por las distribuidoras en la tarifa. En resumen, el IPEDC afirma que los consumidores no podrían pagar por el hurto de energía hecho por otras personas y que la distribuidora debería adoptar las acciones necesarias para la reducción del mismo. El perjuicio sería un riesgo del negocio. La defensa de Enel Distribución Ceará S.A. sostiene que la parcela de la tarifa correspondiente a las pérdidas por hurto de energía está prevista en la legislación reglamentar. Además, afirma que ANEEL, por medio de sus reglas tarifarias, no prevé la posibilidad de inversiones en monto suficiente para finiquitar el hurto de energía, tan poco las autoridades brasileñas tienen estructura para realizar las acciones necesarias para combatir ese crimen. Una decisión desfavorable para Enel Distribución Ceará S.A. llevaría a la devolución del valor que se considere indebidamente cobrado a los consumidores, posiblemente por medio de las revisiones tarifarias. La demanda está en su etapa de inicio y una audiencia de conciliación ha sido establecida para el 3 de marzo de 2017. Además, se ha efectuado una solicitud de inclusión de ANEEL en la demanda, lo que podrá resultar en el cambio de competencia, desde la justicia estadual a la justicia federal. El 7 de marzo de 2017, la audiencia de conciliación no fue realizada por la ausencia de IPEDC. Enel Distribución Ceará S.A. ha presentado su defensa, así como el pedido de inclusión de ANEEL acerca del cual a la fecha el juez no ha se manifestado. La decisión (acerca de la inclusión de

ANEEL) podrá cambiar la jurisdicción estadual para federal. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 505,6 millones (aproximadamente MUS\$ 153.455).

17. Compañía Eléctrica CELG (“CELG”), fue fiscalizada por las autoridades tributarias brasileñas debido a su posición sobre la exclusión de los montos de ICMS de la base de Contribuciones Sociales (PIS/COFINS). La Compañía excluyó el ICMS antes de una decisión definitiva, en consecuencia la Administración Tributaria brasileña emitió 4 Actas contra CELG, bajo el argumento que la exclusión no estaba permitida. En marzo 2017, la Corte Suprema falló a favor del contribuyente en otro litigio el cual es aplicable a los casos similares, como el caso en comentario. Es probable que las autoridades fiscales apelen ante la Corte Suprema. El único argumento posible de la autoridad tributaria es que después de la sentencia, habrá un impacto negativo en las finanzas públicas, lo que puede influir en el análisis de la Corte Suprema en la aplicabilidad de la decisión dictada en marzo de 2017 para otros contribuyentes. La posición de la compañía es que el ICMS no es un ingreso y por ende no es una base impositiva para el propósito de PIS/COFINS, debido a que estos ingresos son ingresos del Estado, recaudados solamente por las empresas. La reclamación fue presentada en el 2003. En 2007, el Tribunal de Brasilia, segundo nivel judicial, dictaminó a favor de CELG, declarando el derecho de CELG a pagar el PIS y COFINS excluyendo de la base el ICMS. En 2008, la Administración Tributaria recurrió ante la Corte Superior. La Corte Superior suspendió el litigio hasta una decisión final sobre el tema por la Corte Suprema. La demanda deberá ser juzgada por la Corte Superior. La cuantía es R\$ 581 millones (MUS\$ 176.340).

La Administración de Enel Américas S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2017, cubren adecuadamente los riesgos por los litigios descritos en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los actualmente registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

34.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que deben cumplirse para evitar el aceleramiento de la dicha deuda.

1. Incumplimiento Cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena suscritas por Enel Américas en marzo de 2016, por UF 2,8 millones, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir Enel Américas, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas no han sido desembolsadas.

Una parte sustancial de los bonos de Enel Américas registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, o de alguna “*Significant Subsidiary*” (según se define contractualmente), por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enel Américas. Los Yankee Bonds de Enel Américas vencen en diciembre 2026. Al 30 de junio de 2017, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza MUS\$ 586.173.

Los bonos de Enel Américas emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 30 de junio de 2017, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza MUS\$ 31.491.

2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a cumplir en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos sólo cuando se cumplen ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enel Américas limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de la empresa. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

El bono local Serie B2 de Enel Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Total Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de Ch\$ 645.604 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 30 de junio de 2017, el Patrimonio Total de Enel Américas fue Ch\$ 5.236.497 millones (utilizando el tipo de cambio de cierre).
- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 30 de junio de 2017, la Razón de Endeudamiento fue de 1,29.
- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres es la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 30 de junio de 2017, la relación mencionada fue de 1,18.

Las líneas de crédito locales, no desembolsadas, incluyen los siguientes covenants cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos y son:

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y Patrimonio Neto menor o igual a 1,3. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que Patrimonio Neto es la suma entre Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 30 de junio de 2017, la Razón de endeudamiento fue de 0,56.
- Capacidad de Pago de la Deuda (Ratio Deuda/EBITDA): Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y EBITDA menor o igual a 3,5. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que EBITDA es el Resultado de Explotación excluidos el Gasto por depreciación y amortización y la Reversión de pérdidas (pérdidas) por deterioro de valor que corresponda para los cuatro trimestres móviles que terminen en la fecha de cálculo. Al 30 de junio de 2017, la Razón Deuda/EBITDA fue de 1,73.

Por su parte, los "Yankee Bonds" o cualquier otra deuda de Enel Américas a nivel individual, no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 30 de junio de 2017, el covenant financiero más restrictivo de Enel Américas era la Razón Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía correspondiente al bono local Serie B2.

En Perú, la deuda de Enel Distribución Perú incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales del cuarto programa, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 109.342 y cuyo último vencimiento es en enero de 2033, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.

Por su parte, la deuda de Enel Generación Perú incluye los siguientes covenants:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 54.585 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.
- Préstamos bancarios de Chinango, filial de Enel Generación Perú, con Bank of Nova Scotia, cuyos saldos pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 4.230 y cuyo último vencimiento es en enero 2019, incluyen los covenants, calculados a nivel individual, Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Neta menos caja sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Al 30 de junio de 2017, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Perú era la Razón Deuda/EBITDA, correspondiente a los bonos locales, mientras que el covenants más restrictivo de Chinango era la Capacidad del pago de la deuda.

Finalmente en Perú, la deuda de Enel Generación Piura incluye el siguiente covenant:

- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco de Crédito del Perú, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 58.269 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Flujos de Caja para Servicio de la Deuda sobre Servicio de la Deuda y Nivel de Endeudamiento, calculado como calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.
- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 48.358 y cuyo vencimiento es en marzo de 2022 e incluye idénticos covenants que el contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú.
- Al 30 de junio de 2017, el covenant más restrictivo de Enel Generación Piura fue la Razón de Nivel de Endeudamiento.

En Brasil, la deuda de Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) incluye los siguientes covenants:

- Sexta y séptima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 111.375 y cuyo último vencimiento es en junio de 2019, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y la Razón Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros.
- Octava emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 96.605 y cuyo vencimiento es en julio de 2019, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio Líquido.
- Préstamos del Banco Nacional De Desenvolvimento (“BNDES”), cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 178.348 y cuyo último vencimiento es en diciembre de 2023, incluyen los siguientes covenants, en que sus definiciones varían según el contrato con BNDES: Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón Deuda Financiera Neta sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio líquido.
- Préstamo bancario con Banco Citibank, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 38.377 y cuyo vencimiento es en diciembre de 2018, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera Neta sobre la suma de la Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.
- Al 30 de junio de 2017, el covenant financiero más restrictivo de Enel Distribución Río S.A. era la Razón Deuda/EBITDA, contenidos en los bonos locales y en los financiamientos con BNDES y Citibank.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce) incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con Electrobrás y Banco do Brasil, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 79.500 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.
- Préstamos con BNDES y Banco Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 118.213 cuyo último vencimiento es en diciembre de 2023, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Neta y Patrimonio Líquido.
- Tercera emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 90.388 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2018, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros Netos.
- Al 30 de junio de 2017, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Ceará S.A. era la razón Deuda/EBITDA correspondiente a la tercera emisión de bonos locales.

La deuda de Enel Cien incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con BNDES, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 4.884 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Neta y Patrimonio Líquido.
- Al 30 de junio de 2017, el covenant más restrictivo de Enel Cien era la razón de endeudamiento.

Finalmente en Brasil, la deuda de Fortaleza incluye el siguiente covenant:

- Préstamo con Citibank, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 61.032 y cuyo vencimiento es en abril de 2020, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.

En Colombia, la deuda de Codensa S.A. ("Codensa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamos bancarios con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2017 ascendió a MUS\$ 120.611 y cuyo último vencimiento es en junio de 2020, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

El resto de las filiales no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, ni Enel Américas ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

34.5 Otras informaciones

Enel Generación Costanera S.A.

Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbogvapor

El 18 de marzo de 2015, la Subsecretaría de Energía Eléctrica emitió la Nota SS.EE. 476/2015, la cual estableció el procedimiento para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N° 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbogvapor celebrados entre Enel Generación Costanera y CAMMESA, a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, Enel Generación Costanera S.A. renunció a percibir transitoriamente la Remuneración Adicional Fideicomiso dispuesta en la Resolución SE. N° 95/2013 y sus modificatorias y complementarias, que no estuvieran ya comprometidas, y la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes establecidos en la Resolución SE N° 529/2014 y sus modificatorias y complementarias.

El procedimiento implicó la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a Enel Generación Costanera conforme a lo instruido mediante las notas S.E. N° 7594/2013 y N° 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. A contar del mes de enero de 2015, los conceptos a los que renuncia la sociedad son aplicados a la compensación de los fondos que CAMMESA transfiera a la sociedad a partir de dicha fecha para la ejecución de las tareas previstas en los contratos. En el caso que lo acumulado por los conceptos no alcanzase a compensar la totalidad de los fondos transferidos por CAMMESA a Enel Generación Costanera, éstos deberán ser acumulados en una cuenta especial denominada "Cuenta Contratos de Disponibilidad".

Con fecha 29 de junio de 2015, la Secretaría de Energía emitió su Nota S.E. N° 1210/2015 mediante la cual instruyó a CAMMESA el método para adecuar las condiciones de remuneración establecidas en las correspondientes cláusulas de los Contratos de Disponibilidad de Equipamiento Ciclos Combinados y Turbogvapor, contemplando los conceptos definidos en las Resoluciones SE. N° 95/2013 y SE. N° 529/2014 y demás normativa aplicable.

El 3 de julio de 2015, Enel Generación Costanera firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos combinados y Turbogvapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las adendas regulan el acuerdo entre las partes y se entienden plenamente vigentes hasta que haya finalizado el período de vigencia establecido en los citados contratos.

Consecuentemente, CAMMESA desarrolló todos los documentos requeridos así como las modificaciones incluidas en las adendas, según lo definido en el procedimiento. Como consecuencia de ello, durante el ejercicio 2015 se reconoció una disminución de Arg\$ 14.418.986 (MUS\$ 871) en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos/gastos operativos de Arg\$ 59.225.685 (MUS\$ 3.579). Asimismo, en virtud de la Resolución N° 19/2017, se está en tratativas con CAMMESA para readaptar el mecanismo de renunciamento.

El 30 de agosto de 2016, mediante Nota B-110359-1, CAMMESA informó a la Sociedad la autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica de reasignar los fondos de parte de las Obras Complementarias por hasta US\$ 5.287.772 originalmente previstos para las Unidades de Turbogvapor N° 3 y 4 a la unidad TV N°6. Asimismo, se amplió el alcance de las Obras Complementarias previstas a ejecutar en las unidades TV N°6 y N°7 por hasta un monto de US\$ 10.575.000 más IVA y derechos de importación. El 16 de diciembre de 2016, se firmó la quinta adenda al Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento Turbogvapor en el MEM, mediante la cual se aprobó la reasignación de fondos requeridos para la realización de las obras complementarias en la unidad TurboVapor ("TV") N° 6 por un monto de US\$ 5.287.772 más impuestos, y se amplía el fondo destinado a las obras complementarias de la TV N° 6 y TV N° 7 por hasta una suma de US\$ 10.575.000 más impuestos.

El contrato de disponibilidad de equipamiento de ciclos combinados finalizó el 31 de octubre de 2016. Sin perjuicio de ello, el 23 de diciembre de 2016 la Subsecretaría de Energía Térmica, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica autorizó la ampliación del financiamiento contemplado en el Contrato de Disponibilidad de Equipamiento de Ciclos Combinados en el MEM por un monto de US\$ 4.373.634 con el objeto de realizar mantenimientos extraordinarios en la TV10. Por otro lado, el 13 de febrero de 2017, CAMMESA mediante Nota B-112914-1 informó a la Sociedad las obras que serán reconocidas durante el presente año bajo el Contrato de Disponibilidad de los Ciclos Combinados en respuesta a la nota GG N° 1506/16.

Central Vuelta de Obligado (VOSA)

Durante el ejercicio 2016 se continuó generando energía a requerimiento de CAMMESA con las dos Turbo Generadoras ("TG") a ciclo simple con ambos combustibles, no obstante el avance de obra se vio ralentizado; hecho que motivó varias notas de reclamo de parte de VOSA a General Electric ("GE") actuando en nombre del Fideicomiso VOSA para lograr recuperar el ritmo de obra.

En este sentido, con fecha 12 de febrero de 2016, GE inició un reclamo de mayores costos al Fideicomiso VOSA a través de la cláusula contractual de "negociaciones amistosas". Durante el mes de septiembre de

2016, a causa de los sobrecostos derivados de la inflación, las negociaciones han terminado en un proceso de arbitraje previsto en el contrato. El 10 de noviembre de 2016, el Fideicomiso VOSA y VOSA fueron notificados por el Tribunal de Arbitraje de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de la demanda arbitral entablada por GE. En su contestación a la demanda VOSA rechazó la pretensión de GE considerando que dichos reclamos son infundados e injustificados. Sin perjuicio de ello, el reclamo podría tener un impacto en el ritmo de la finalización de la planta, siendo que el mismo se ve acompañado de adicionales incumplimientos de hitos de obra por parte de GE. VOSA, actuando en representación del Fideicomiso VOSA, ha ejecutado y continuará ejecutando garantías contractuales frente a dichos incumplimientos.

No obstante ello, en opinión de la gerencia del Grupo, si bien dicha situación podría tener un impacto en el ritmo de finalización de la obra, no existen dudas de que la misma será concluida.

Deudas CAMMESA

Debido a ciertas dificultades financieras, Enel Generación Costanera solicitó a CAMMESA en sendas oportunidades adelantos de fondos a cuenta de futuros ingresos a fin de atender necesidades operativas impostergables para el funcionamiento de la Central. Como consecuencia, y en cumplimiento de diversas instrucciones de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica (SEE) y el Ministerio de Energía y Minería, CAMMESA transfirió a Enel Generación Costanera durante el período marzo 2015 – mayo 2016 un total de Arg\$ 835.925.787 (MUS\$50.514) (“los Anticipos”) supeditado al compromiso de celebrar un contrato que instrumente tales transferencias y la metodología de cancelación.

Asimismo, en función de lo anterior, Enel Generación Costanera informó que según las previsiones realizadas, para atender en tiempo y forma las necesidades operativas de la Central hasta el 31 de diciembre de 2016, requería contar con la suma adicional de Arg\$ 464.074.213 (MUS\$ 28.043).

Con fecha 10 de agosto de 2016, conforme lo establecido en la Nota N° 644305345/2016 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica, autorizó el adelanto de fondos adicionales solicitados por Enel Generación Costanera hasta la suma de Arg\$ 464.074.213 (MUS\$ 28.043) e instruyó a CAMMESA a suscribir los documentos necesarios a fines de instrumentar la transferencia de los Anticipos y la metodología de cancelación de los mismos.

El 18 de agosto de 2016, CAMMESA y Enel Generación Costanera formalizaron un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, por un monto de Arg\$ 1.300 millones (MUS\$ 78.557) necesarios para financiar la operación de la Central. La metodología y plazos a implementar para la devolución serán en un máximo de 48 cuotas mensuales iguales y consecutivas, con un plazo de gracia de 12 meses, a contar desde la entrega del último adelanto parcial o el día 31 de diciembre de 2016 como fecha límite, lo que ocurra primero, a las que se les aplicará intereses a la tasa equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

Al 30 de junio de 2017, el saldo de esta deuda asciende a Arg\$ 1.647.833.112 (MUS\$ 99.576) (incluyendo intereses), del cual un total de Arg\$ 1.441.853.973 (MUS\$ 87.129) se presentan como “cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes” y un total de Arg\$ 205.979.139 (MUS\$ 12.447) se presentan como “cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes”. Al 31 de diciembre de 2016, el saldo de esta deuda ascendía a Arg\$ 1.274.204.700 (MUS\$ 76.998) (incluyendo intereses) y se presentan como “cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes”.

Enel Generación Costanera ha garantizado la devolución de los anticipos mediante la constitución de una prenda con registro en primer grado sobre las unidades COSTTV01-02-03-04-06-07 y con la cesión del 100% de sus cuentas por cobrar en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Esquema de Remuneración de costos de generación

Con fecha 02 de febrero de 2017 se publicó la Resolución N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica la cual reemplaza a la Res. SEE N° 22/2016 y establece los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La Resolución define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. El generador térmico podrá declarar en cada período de verano el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de 3 años, pudiendo discriminar por período verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo periodo). Como excepción y para el año 2017, se habilita la declaración de COMPROMISOS DE DISPONIBILIDAD GARANTIZADA junto con la información requerida para la Programación Estacional de Invierno, siendo su vigencia desde el 1 de mayo de 2017 hasta el 31 de octubre de dicho año. El generador firmará un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada cuya contraparte es CAMMESA, pero que podrá cederlo a la demanda conforme lo defina la S.E.E. La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo.

Respecto a las centrales hidroeléctricas, se define un nuevo esquema para evaluar la potencia, en base a la potencia real disponible (implica un mayor valor de potencia a remunerar respecto a la normativa anterior). Así mismo presentan un valor de potencia base, y uno adicional discriminado de Mayo a Octubre 2017, y a partir de Noviembre 2017.

La Resolución establece los siguientes valores remunerativos, los cuales se definen en dólares (se convertirán a pesos al tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil del mes al que corresponde el Documento de Transacciones Económicas) y los plazos de vencimiento son los establecidos en Los Procedimientos de CAMMESA:

REMUNERACIÓN POR POTENCIA PARA CENTRALES TERMICAS

Precio Mínimo (desde Febrero 2017)

- Ciclos Grandes: 3.050 U\$/MW-mes
- TV Grandes : 4.350 U\$/MW-mes
- TG Grandes: 3.550 U\$/MW-mes

Precio Base Remuneración con compromiso

- Mayo 17-Oct 17: 6.000 U\$/MW-mes
- Nov 17 en adelante: 7.000 U\$/MW-mes

Precio Adicional Remuneración con compromiso (Máximo)

- Mayo 17-Oct 17: 1.000 U\$/MW-mes
- Nov 17 en adelante: 2.000 U\$/MW-mes

Es un precio máximo dado que se realizarán ofertas que deberán ser adjudicadas por CAMMESA, de acuerdo con las necesidades que defina para el sistema ante situaciones críticas.

REMUNERACIÓN POR ENERGÍA

Energía Generada:

- Ciclos y TV
- Gas: 5 U\$/MWh
- Líquido: 8 U\$/MWh

Energía Operada (asociada a la potencia Rotante): Térmicos: 2 U\$/MWh;

Los valores de energía son definidos en el Nodo.

REMUNERACIÓN POR POTENCIA HIDROELECTRICAS

- Precio Mínimo (desde Febrero 2017)
- Chocón: 2.000 U\$/MW-mes
- Arroyito: 3.000 U\$/MW-mes

Precio Adicional

- Mayo 17-Oct 17: 500 U\$/MW-mes
- Nov 17 en adelante: 1000 U\$/MW-mes

A partir de noviembre de 2017 el 50% de la remuneración adicional estará sujeto a que dispongan de seguro de eventos mayores (turbinas, etc.) y a la modernización progresiva de los sistemas de control.

REMUNERACIÓN POR ENERGÍA

Energía Generada:

- Motores
 - Gas: 7 U\$S/MWh
 - Líquido: 10 U\$S/MWh
- Hidroeléctricas: 3,5 U\$S/MWh

Energía Operada (asociada a la potencia Rotante): Térmicos: 2 U\$S/MWh; Hidro: 1,4 U\$S/MWh. Los valores de energía son definidos en el Nodo.

Se descontará 1 U\$S/MWh por energía generada hasta cancelar el saldo del financiamiento para mantenimientos mayores y/o extraordinarios. Respecto a este punto, el 22 de febrero de 2017, mediante Nota de la Subsecretaría de Energía Térmica, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica se estableció que se deberán realizar las adendas correspondientes a los acuerdos de financiamiento que se hubieran celebrado y que el plazo de devolución máximo se establece en 48 cuotas mensuales. En caso en que el plazo de devolución exceda las 48 cuotas mensuales, se deberá acordar con cada generador la forma de devolución.

Edesur S.A.

Con fecha 5 de abril de 2016, se publicaron las resoluciones ENRE N° 54 y N° 55. Mediante la primera de ellas, el ENRE resuelve llevar adelante el procedimiento tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la RTI, y aprueba el pliego de bases y condiciones particulares al efecto.

Por su parte, la Resolución ENRE N° 55/2016 aprueba el programa para la RTI en el año 2016. La misma define los criterios y metodología a los que deberá sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informó a la Sociedad los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados, e informó la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

El ENRE, a través de su Resolución N° 522/2016 del día 28 de septiembre de 2016, convocó a audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal.

En el marco del proceso de la RTI, con fecha 28 de octubre de 2016 se llevó a cabo la audiencia pública para poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las propuestas tarifarias que las empresas distribuidoras Edesur y Edeonor S.A. presentaron al ENRE conforme a la Resolución ENRE N°55/2016.

En su exposición, Edesur presentó una síntesis de su propuesta para los próximos 5 años y destacó especialmente la significativa inversión proyectada para el período 2017-2021. Asimismo, afirmó que se está haciendo foco en la mejora de la calidad del servicio a través de la reducción de los tiempos de restitución del suministro, la optimización en la atención comercial y la incorporación de tecnología en todo el proceso operativo.

Con fecha 14 de noviembre de 2016, el ENRE publicó en el B.O. una nota en relación a dicha audiencia, comprometiéndose en un plazo de 30 días, a partir del 11 de noviembre de 2016, a dictar resolución final de la Audiencia Pública.

En cumplimiento de lo anterior, el 30 de diciembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución ENRE N° 626, aprobando el documento denominado "Resolución Final Audiencia Pública" con el objeto de poner en conocimiento y responder las opiniones vertidas sobre las propuestas tarifarias presentadas por las empresas y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar. Asimismo, traslada a consideración de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del MINEM aquellos temas planteados en la audiencia, que no son competencia de dicho Ente.

Como consecuencia de lo anterior, el 1° de febrero de 2017 el ENRE emitió la Resolución N° 64 que aprueba los valores del nuevo cuadro tarifario.

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MINEM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1° de febrero de 2017, a un máximo de 42% respecto del VAD vigente a la fecha, debiendo completar la aplicación del valor restante del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la última, en febrero de 2018.

Además, dispone que el ENRE debe reconocer a Edesur la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en cuotas a partir del 1° de febrero de 2018 y hasta el 31 de enero de 2021, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha.

La normativa también fija la forma de actualización de los ingresos de la Sociedad por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

En cumplimiento de la Resolución ENRE N° 64/2017, con fecha 20 de marzo de 2017 Edesur ratificó el plan de inversiones para el período 2017-2021 oportunamente informado para la RTI más la reconversión de las Subestaciones Balcarce y Tres Sargentos de 27,5 a 13,2 kW. Adicionalmente se indicó la posibilidad de adecuar dicho plan en el futuro ante cambios en la demanda.

Con la emisión de la Resolución ENRE N° 64/2017, sus modificatorias y la Resolución SEE N° 20/2017 que aprobó la reprogramación estacional de verano y fijó precios estacionales de referencia, se encuentra superada la etapa de transición tarifaria establecida en el Acta Acuerdo suscripta el 29 de agosto de 2005 entre Edesur y los entonces Ministerios de Economía y Producción, y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, pasando a regirse la Sociedad por lo establecido en su Contrato de Concesión.

En cumplimiento de la Resolución ENRE N° 64/2017, con fecha 20 de marzo de 2017 Edesur ratificó el plan de inversiones para el período 2017-2021 oportunamente informado para la RTI más la reconversión de las Subestaciones Balcarce y Tres Sargentos de 27,5 a 13,2 kW. Adicionalmente, se indicó la posibilidad de adecuar dicho plan en el futuro ante cambios en la demanda.

Con la emisión de la Resolución ENRE N° 64/2017, sus modificatorias y la Resolución SEE N° 20/2017 que aprobó la reprogramación estacional de verano y fijó precios estacionales de referencia, se encuentra superada la etapa de transición tarifaria establecida en el Acta Acuerdo suscripta el 29 de agosto de 2005 entre Edesur y los entonces Ministerios de Economía y Producción, y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, pasando a regirse la Sociedad por lo establecido en su Contrato de Concesión.

35. DOTACIÓN

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016, era la siguiente:

País	30-06-2017				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	11	44	3	58	59
Argentina	49	3.692	1.143	4.884	4.919
Brasil	20	2.749	1.070	3.839	4.113
Perú	42	910	-	952	964
Colombia	35	1.907	1	1.943	1.942
Total	157	9.302	2.217	11.676	11.997

País	31-12-2016				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	8	49	5	62	55
Argentina	50	3.748	1.137	4.935	4.902
Brasil	25	1.888	586	2.499	2.548
Perú	43	887	-	930	935
Colombia	37	1.820	41	1.898	1.910
Total	163	8.392	1.769	10.324	10.350

Es importante destacar que las operaciones que Enel Américas realiza en Chile, a contar del 1 de marzo de 2016, forman parte de la nueva sociedad denominada Enel Chile (ver Nota 6.1).

36. SANCIONES

Las siguientes compañías del Grupo han recibido sanciones de autoridades administrativas:

Filiales

1. Edesur S.A.

Al 30 de junio de 2017, se encontraban pendientes de resolución siete sanciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de Arg\$ 31 millones (aproximadamente MUS\$ 1.873) y una sanción por incumplimiento de normas de seguridad en la vía pública por un monto de Arg\$ 21,8 millones (aproximadamente MUS\$1.317). Todas estas sanciones fueron oportunamente recurridas por Edesur.

2. Enel Generación Costanera S.A.

Al 30 de junio de 2017, se encuentra pendiente de resolución un recurso de apelación contra una multa impuesta por la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP") durante el año 2015 por Arg\$ 58.480 (aproximadamente MUS\$ 4). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de Arg\$ 9.746,63 (aproximadamente MUS\$ 1), por infracción al artículo 970 del Código Aduanero. Dicha sanción fue apelada y se encuentra pendiente de resolución, toda vez que se cumplió con el retorno de la exportación temporal en tiempo y forma legal, circunstancia que acreditó con la presentación de la documentación respaldatoria correspondiente.

Adicionalmente, la Prefectura Nacional Argentina (PNA) impuso una sanción por Arg\$52.500 (aproximadamente MUS\$ 3), por vertimiento de productos contaminante a las aguas del Río de la Plata, desde uno de los vertederos de la Central. La multa fue pagada el 13 de junio de 2016.

Finalmente, con fecha 13 de diciembre de 2016, la Dirección de Residuos Peligrosos impuso una multa por Arg\$ 54.000 (aproximadamente MUS\$ 3) por infracción a la Ley 24.051 de residuos peligrosos.

3. Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)

Al 30 de junio de 2017, Enel Distribución Río S.A. S.A. ha recibido y pagado sanciones de autoridades administrativas por los siguientes asuntos:

- Defensa de los consumidores: Se encuentran pendientes 52 sanciones por un monto total de € 3,13 millones (aproximadamente MUS\$3.572) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2017, no hemos finiquitado procedimientos.
- Regulatorios: Se encuentran pendientes 10 sanciones, por un monto total de € 3,61 millones (aproximadamente MUS\$ 4.120) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2017, hemos finiquitado 4 procedimientos con pago de € 3,78 millones (*) (aproximadamente MUS\$ 4.314). (*) Aclaración: Los pagos de las sanciones no fueron hechos necesariamente en 2017.
- Medioambientales: Se encuentran pendientes de pago 150 sanciones por incumplimiento de normas por un monto total de € 1,59 millones (aproximadamente MUS\$ 1.815), en contra de las cuales hemos presentado recursos administrativos. Durante el ejercicio de 2017, se han pagado 2 sanciones por un monto total de € 0,72 millones (aproximadamente MUS\$ 819).
- Laborales: Se encuentran pendientes 14 sanciones (sin valor a la fecha) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2017, no hemos finiquitado procedimientos.

4. Enel Distribución Ceará S.A. (ex Companhia Energética do Ceará)

Al 30 de junio de 2017, Enel Distribución Ceará S.A. ha recibido y pagado sanciones de autoridades administrativas por los siguientes asuntos:

- Defensa de los consumidores: Se encuentran pendientes 11 sanciones por un monto total de € 0,17 millones (aproximadamente MUS\$ 194) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2017, no hemos finiquitado procedimientos.
- Regulatorios: Se encuentran pendientes 12 sanciones por un monto total de € 4,79 millones (aproximadamente MUS\$ 5.466) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2017, se han pagado 13 sanciones por un monto total de € 11,34 millones (*) (aproximadamente MUS\$ 12.941). (*) Aclaración: Los pagos de las sanciones no fueron hechos necesariamente en 2017.

- Medioambientales: Se encuentran pendientes 2 sanciones por un monto total de € 8.840 (aproximadamente MUS\$ 10) por incumplimientos de normas.
- Laborales: Se encuentran pendientes 17 sanciones por un monto total de € 2.68 millones (aproximadamente MUS\$ 3.058) por incumplimientos de normas.

5. Enel Distribución Perú S.A.

Al 30 de junio de 2017, Enel Distribución Perú ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) impuso sesenta y ocho multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/ 7,8 millones (aproximadamente MUS\$ 2.399) habiéndose cancelado un total de veintidós multas por un monto total de S/ 2,1 millones (aproximadamente MUS\$ 646).

Asimismo, se recibió una multa ascendente a S/ 923 (aproximadamente US\$ 284) por incumplir las normas regulatorias, la multa fue pagada en su totalidad.

- La Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria (SUNAT) impuso diversas multas, habiéndose pagado multas por un monto total de S/ 7,7 millones (aproximadamente MUS\$ 2.369).

6. Enel Generación Perú S.A.A

Al 30 de junio de 2017, Enel Generación Perú ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- El OSINERGMIN impuso diversas multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/ 2,4 millones (aproximadamente MUS\$ 738), habiéndose pagado multas por un monto total de S/ 0,3 millones (aproximadamente MUS\$ 92).
- La SUNAT ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/ 28,9 millones (aproximadamente MUS\$ 8.890), habiéndose pagado multas por un monto de S/ 0,3 millones (aproximadamente MUS\$ 92).
- La Municipalidad de Callahuanca impuso una multa por incumplimientos a las normas de seguridad por un monto total de S/ 37.000 (aproximadamente MUS\$ 11). La multa ha sido impugnada por lo que no ha sido pagada.

7. Enel Generación Piura S.A.

Al 30 de junio de 2017, Enel Generación Piura ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- El OSINERGMIN ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/ 0,8 millones (aproximadamente MUS\$ 246) habiéndose pagado multas por un monto total de S/ 0,6 millones (aproximadamente MUS\$ 185).

Asimismo, se recibió una multa ascendente a S/ 923 (aproximadamente US\$ 284) por incumplir las normas regulatorias, la multa fue pagada en su totalidad.

- La SUNAT ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/ 10 millones (aproximadamente MUS\$ 3.076) habiéndose pagado multas por un monto total de S/ 30.383 (aproximadamente MUS\$ 9).

8. Chinango S.A.C.

Al 30 de junio de 2017, Chinango ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- El OSINERGMIN ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/ 97.607 (aproximadamente MUS\$ 30), habiéndose pagado el total de dichas multas.
- La SUNAT ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/ 2,4 millones (aproximadamente MUS\$ 738), no habiendo pagado a la fecha ninguna de estas multas.

9. Emgesa

- Al 30 de junio de 2017 no se encuentra pendiente resolución alguna que implique una posible sanción por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por incumplimientos consistentes en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Con corte a 31 de diciembre de 2016, tan solo se presenta una el hecho de que dicha autoridad cerró en el año 2013 un procedimiento sancionatorio cuya sanción consistió en una amonestación (sin valor pecuniario), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.
- Al 30 de junio de 2017, la ANLA confirmó la sanción contra EMGESA por un valor de Col\$ 2.503 millones (aproximadamente MUS\$ 821), por el presunto incumplimiento a la Licencia Ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del Derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- Al 30 de junio de 2017, la Corporación Autónoma Regional (“CAM”) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a EMGESA por valor de Col\$ 759 millones (aproximadamente MUS\$ 249), por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo-PHEQ), la sanción fue disminuida a Col\$ 492 millones (aproximadamente MUS\$ 161). Se presentó la solicitud de conciliación para agotar requisito de procedibilidad y se presentará la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (Acciones judiciales).
- A 30 de junio de 2017, la CAM impuso tres sanciones, las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales nos sancionan:
 - Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a EMGESA por no tener el permiso de Vertimientos del Reasentamiento de MONTEA, la sanción es por valor de Col\$ 50,7 millones (aproximadamente MUS\$ 17).
 - Resolución No. 3653 del 10 de noviembre 2016, la CAM sanciona a EMGESA por no tener el permiso de Vertimientos del Reasentamiento de SANTIAGO y PALACIOS, la sanción es por valor de Col\$ 50,7 (aproximadamente MUS\$ 17).
 - Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a EMGESA por no tener el permiso de Vertimientos del Reasentamiento de SANTIAGO y PALACIOS, la sanción es por valor de Col\$ 50,7 (aproximadamente MUS\$ 17).

10. Codensa

Al 30 de junio de 2017, se encuentran en curso las siguientes investigaciones administrativas por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por incumplimientos consistentes en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas: 1. Expediente: 2015240350600100E, por falla en la prestación del servicio de energía. 2. Expediente: 2014240350600179E, por falla en la prestación del servicio de energía. 3. Expediente: 2016240350600015E, por el incumplimiento de los indicadores de continuidad ITAD establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008. 4. Expediente: 20152403600122E, por el incumplimiento de la obligación de cargar los accidentes eléctricos ocurridos. 5. Expediente: 201524035600113E, por el incumplimiento al límite de compensaciones establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008. 6. Expediente: 2015240350600102E, por el incumplimiento de las normas de peligro y riesgo inminente del Reglamento de Instalaciones Eléctricas respecto de un poste de madera.

Al 30 de junio de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios decidió revocar la multa impuesta el 24 de mayo de 2016 por valor de Col \$ 160,6 millones (aproximadamente MUS\$ 53), impuesta dentro del Expediente: 2015240350600100E, por falla en la prestación del servicio de energía. Al considerar que en la medida en que los indicadores de calidad ITAD e IRAD reportados por la compañía no se vieron afectados, no existió una falla en la prestación del servicio de energía eléctrica.

El 8 de junio de 2017, la Superintendencia de Industria y Comercio (“SIC”) confirmó la sanción impuesta en contra de Codensa por el incumplimiento de las órdenes e instrucciones impartidas por dicha entidad en cuanto al requerimiento de información realizado en el 2013, sobre los términos y condiciones del cupón denominado 24 horas 7454-123 farmacia servicio a domicilio gratis. Como consecuencia de lo anterior, Codensa efectuó el pago de Col \$ 11 millones (aproximadamente MUS\$ 4).

Al 30 de junio de 2017, fuimos notificamos de la Resolución 85653 de 2016 en la cual la Superintendencia de Industria y Comercio impone una sanción a Codensa por 350 SMLMV (Col \$241,3 millones, aproximadamente MUS\$ 79) por una queja presentada por la señora Claudia Milena Muñoz Triviño, al considerar dicho ente que se encuentra probado que Codensa violó el régimen de protección de datos personales al haber publicado en twitter información de carácter personal de la quejosa (dirección de residencia). El 6 de marzo de 2017, se interpuso recurso de reposición y en subsidio apelación en contra de la sanción impuesta, en la medida que, en nuestro concepto, si bien se evidenció un incumplimiento normativo de Codensa, la tasación de la multa impuesta por la SIC carece de sustento alguno. A la fecha de los presentes estados financieros se encuentra pendiente de resolverse los recursos.

11. Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

Al 30 de junio de 2017, no se encontraba pendiente la expedición de ninguna resolución que implicara una posible sanción por parte de la Superintendencia de Puertos y Transporte por incumplimientos consistentes en la violación de la Ley 001 de 1991 y demás disposiciones normativas que regulan la actividad portuaria en Colombia.

Enel Américas y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros, ni por otras autoridades administrativas de los distintos países en los que opera.

37. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Por el período terminado el 30 de junio de 2017					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
				MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
EMGESA	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Plan manejo ambiental EL QUIMBO	En proceso	-	-	-	5.848	31-12-2020	5.848
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	70	-	70	114	31-12-2017	184
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	54	-	54	545	31-12-2017	599
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	92	-	92	364	31-12-2017	456
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	107	31-12-2017	107
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	78	-	78	178	31-12-2017	256
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	64	-	64	137	31-12-2017	201
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	2	-	2	36	31-12-2017	38
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	7	-	7	142	31-12-2017	149
	Mitigaciones y restauraciones	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	22	-	22	40	31-12-2017	62
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	15	31-12-2017	15
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	164	-	164	231	31-12-2017	395
EDESUR	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	5	-	5	11	31-12-2017	16
	Material contaminante	Manipulación de material contaminante	En proceso	32	-	32	-	-	32
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS	En proceso	643	643	-	6.306	31-12-2027	6.949
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	340	340	-	1.268	31-12-2019	1.608
	Gran Sabana	Licencia Ambiental	En proceso	-	-	-	-	31-12-2018	-
	Desamantelamiento Central Río Negro	Contingencia Planta Hidroeléctrica Río Negro	En proceso	-	-	-	4.260	31-12-2036	4.260
Total				1.573	983	590	19.602		21.175

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Por el período terminado el 30 de junio de 2016					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
				MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
EMGESA	Manejo ambiental Hidra	Plan socio ambiental C. Térmicas	En proceso	446	446	-	-	-	446
		Plan socio ambiental C. Hidráulicas	En proceso	22	22	-	-	-	22
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	26	-	26	165	31-12-2016	191
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	3	-	3	51	31-12-2016	54
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	150	-	150	2	31-12-2016	152
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	Terminado	-	-	-	27	31-12-2016	27
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	106	-	106	35	31-12-2016	141
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	Terminado	64	-	64	82	31-12-2016	146
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	-	-	-	8	31-12-2016	8
	Compensación por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	Terminado	-	-	-	5	31-12-2016	5
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	1	-	1	26	31-12-2016	27
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	29	-	29	35	31-12-2016	64
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	Terminado	-	-	-	13	31-12-2016	13
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	182	-	182	93	31-12-2016	275
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	Terminado	5	-	5	3	31-12-2016	8
Total				1.034	468	566	545		1.579



38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales al 30 de junio de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

Estados Financieros	Activos Corrientes MUS\$	Activos No-Corrientes MUS\$	Total Activos MUS\$	Pasivos Corrientes MUS\$	Pasivos No-Corrientes MUS\$	Patrimonio MUS\$	Total Pasivos y Patrimonio MUS\$	Ingresos MUS\$	30-06-2017												
									Materias Primas y Consumibles Utilizados MUS\$	Margen de Contribución MUS\$	Resultado Bruto de Explotación MUS\$	Resultado de Explotación MUS\$	Resultado Financiero MUS\$	Resultado Antes de Impuesto MUS\$	Impuesto sobre la Sociedad MUS\$	Ganancia (Pérdida) MUS\$	Otro Resultado Integral MUS\$	Resultado Integral Total MUS\$			
Inversiones Distribilma S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	482	15.908	(159)	15.749	2.076	17.825		
Enel Distribución Perú S.A.	Separado	153.273	1.107.582	1.260.855	316.363	406.445	539.047	1.260.855	448.489	(300.472)	148.017	114.300	86.969	(11.691)	79.967	(23.490)	52.477	15.869	68.346		
Endesa Américas S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Enel Argentina S.A.	Separado	4.361	64.765	69.126	389	-	68.737	69.126	-	-	-	(276)	(276)	372	1.990	-	1.990	(2.874)	(884)		
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	66.948	199.394	266.332	85.412	156.168	24.752	266.332	64.566	(5.073)	59.494	25.887	6.794	(14.585)	(7.171)	669	(6.502)	(955)	(7.457)		
Enel Generación El Chocón S.A.	Separado	80.508	315.129	395.637	58.992	101.907	234.738	395.637	27.226	(3.420)	23.805	17.536	15.947	21.470	39.503	11.444	50.947	(8.674)	42.273		
Empesa S.A. E.S.P.	Separado	135.294	2.635.044	2.770.338	272.231	1.389.391	1.109.716	2.770.338	549.903	(179.116)	370.786	334.538	298.489	(58.121)	240.569	(96.743)	143.826	(23.708)	120.118		
Generandes Perú S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	(12)	15	12.893	4	12.896	8.095	20.991		
Enel Generación Perú S.A.	Separado	263.270	974.133	1.237.403	155.184	246.107	836.112	1.237.403	277.973	(135.631)	142.343	112.864	74.593	(7.785)	77.697	(21.490)	56.207	26.809	83.015		
Chimango S.A.C.	Separado	9.415	145.587	155.003	17.284	25.713	112.006	155.003	25.443	(6.987)	18.456	15.526	(3.658)	(205)	13.170	(3.658)	9.512	3.647	13.159		
Enel Brasil S.A.	Separado	351.418	2.539.635	2.891.053	441.085	236.425	2.213.542	2.891.053	-	(045)	(245)	(18.154)	(18.223)	8.755	101.169	(239)	100.930	(50.512)	50.418		
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	115.254	203.317	318.572	58.598	61.783	198.190	318.572	131.626	(58.370)	73.255	68.065	62.807	556	63.363	(20.846)	42.517	(6.602)	36.915		
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Separado	140.107	133.231	273.339	101.668	6.609	165.062	273.339	194.407	(124.753)	69.654	62.888	57.237	2.680	59.917	(20.521)	39.397	(4.398)	34.999		
Enel Cien S.A.	Separado	66.077	282.941	351.018	54.805	36.938	257.275	351.018	45.067	(1.400)	43.667	39.096	30.661	2.448	33.109	(11.319)	21.790	(4.236)	17.554		
Compañía de Transmisión del Marcosur S.A.	Separado	17.116	934	18.050	17.478	27.043	(26.171)	18.050	813	-	813	528	460	(4.396)	(3.936)	-	(3.936)	1.142	(2.794)		
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Separado	479.763	1.105.317	1.585.080	489.490	314.392	781.198	1.585.080	670.482	(451.440)	219.042	139.407	97.616	(14.329)	83.287	(15.309)	67.978	(14.393)	53.585		
Enel Soluciones S.A.	Separado	7.721	6.252	13.973	9.164	4.068	742	13.973	8.625	(4.698)	3.927	(3)	(3)	(506)	1.081	561	(60)	501			
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Separado	490.853	2.028.977	2.519.831	746.328	1.116.912	656.591	2.519.831	770.749	(551.818)	218.931	112.319	36.974	(112.982)	(76.008)	24.730	(51.278)	(7.094)	(58.372)		
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	338.798	1.516.953	1.855.751	379.272	712.340	764.131	1.855.751	769.750	(425.618)	334.132	260.031	206.686	(26.927)	179.759	(73.925)	105.871	(15.971)	89.900		
Inversora Codensa S.A.	Separado	1	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	389.001	706.227	1.095.228	863.756	310.137	(78.666)	1.095.228	625.309	(382.535)	242.774	43.312	16.777	(84.021)	(77.155)	(8.415)	(85.570)	3.485	(82.085)		
Generalima, S.A.C.	Separado	35.282	481.438	516.720	19.156	10.875	486.689	516.720	-	-	(80)	(80)	(81)	(210)	979	-	979	3.966	4.945		
Enel Trading Argentina S.R.L.	Separado	25.514	181	25.695	-	-	1.398	25.695	1.450	(160)	1.298	(341)	(377)	46	(331)	-	(331)	(54)	(385)		
Grupo Deck Sud, S.A.	Consolidado	37.348	149.966	187.315	27.952	50.535	108.828	187.315	33.415	(4.922)	28.493	18.613	10.507	4.195	14.815	(5.143)	9.672	(4.143)	5.529		
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	29.654	(12.030)	17.624	14.435	11.701	1.126	12.827	(3.899)	8.927	4.515	13.442		
Grupo Distribilma	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	303.228	(204.911)	98.318	76.389	58.184	(7.357)	51.465	(15.874)	35.591	16.598	52.189		
Grupo Endesa Américas	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Grupo Enel Brasil	Consolidado	1.791.737	5.860.134	7.651.871	1.976.999	2.383.065	3.291.806	7.651.871	2.302.684	(1.503.466)	799.218	435.750	251.039	(162.005)	89.035	(32.551)	56.484	(62.991)	(6.107)		
Grupo Generandes Perú	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	197.767	(93.827)	103.940	84.434	64.529	(4.006)	127.484	(18.304)	109.181	15.333	124.514		
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	163.500	481.088	644.588	143.973	255.723	244.892	644.588	90.946	(8.493)	82.453	43.113	22.422	(4.395)	11.960	7.565	(10.028)	(2.463)			
Grupo Generalima	Consolidado	459.444	2.408.645	2.868.090	473.881	783.727	1.610.482	2.868.090	227.243	(112.601)	114.643	88.028	56.701	(8.604)	48.167	(15.946)	32.222	24.610	56.832		



31-12-2016																			
Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Chilectra América S.A. (1)	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.575)	(2.575)	2.390	16.623	(192)	16.431	74.224	90.656	
Inversiones Distritalima S.A.	Separado	26.813	71.596	98.408	106	98.303	98.408	-	-	-	(8)	(8)	1.583	21.327	(441)	20.885	3.999	16.887	
Enel Distribución Perú S.A.	Separado	190.383	1.045.207	1.235.589	294.325	442.113	499.152	1.235.589	874.119	(590.819)	283.300	213.269	166.057	(24.648)	141.442	(48.021)	92.420	(20.003)	72.418
Endesa América S.A. (1)	Separado	-	-	-	-	-	-	-	2	(10.134)	2	(10.134)	2.213	90.865	-	88.651	(74)	90.881	90.881
Enel Argentina S.A.	Separado	6.372	67.352	73.723	4.175	69.548	73.723	-	-	-	(121)	(121)	867	746	(212)	534	(14.367)	(13.833)	
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	64.020	216.261	280.281	99.523	148.582	32.175	280.281	138.367	(7.702)	130.665	130.665	(34.469)	15.303	1.563	16.866	(6.894)	9.972	
Enel Generación El Chocón S.A.	Separado	83.507	316.261	399.768	107.282	77.218	215.267	399.768	42.185	(4.796)	37.389	26.000	22.985	48.748	73.083	(25.191)	47.892	(65.725)	(7.833)
Empesa S.A. E.S.P.	Separado	289.865	2.712.409	3.002.274	422.819	1.418.040	1.161.315	3.002.274	1.163.482	(437.977)	725.506	653.176	555.783	(46.729)	408.125	(159.720)	249.405	260.332	
Generandes Perú S.A.	Separado	1.098	321.417	322.514	83	-	322.431	-	-	-	(28)	(28)	297	24	(79)	24.031	(14.335)	9.696	
Enel Generación Perú S.A.	Separado	261.485	970.275	1.231.759	195.194	261.198	775.367	1.231.759	538.018	(298.284)	239.734	164.309	107.145	(6.483)	134.037	(70.132)	63.905	(33.232)	30.593
Chinango S.A.C.	Separado	34.081	142.768	176.849	15.970	50.882	109.997	176.849	54.697	(14.387)	40.311	33.488	28.950	(8.20)	39.595	25.975	(3.513)	22.463	
Enel Brasil S.A.	Separado	271.399	1.304.479	1.575.879	95.966	11.988	1.467.924	1.575.879	-	(9)	(9)	(39.824)	68.352	148.406	11.148	160.552	178.487	339.039	
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	69.443	201.696	271.139	61.492	11.603	208.744	271.139	238.213	(143.920)	94.293	81.487	73.157	73.895	(26.869)	47.026	74.243	90.984	
EGP Cachoeira Douradas S.A.	Separado	136.712	132.381	269.093	117.359	1.381	150.352	269.093	128.755	125.785	118.233	125.785	6.490	124.723	(42.655)	82.068	101.720	101.720	
Enel Cien S.A.	Separado	58.663	293.459	352.122	39.623	247.161	352.122	77.941	(2.959)	74.981	66.545	50.787	(8.095)	42.692	(14.583)	28.108	29.453	57.562	
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	17.227	1.015	18.241	15.002	26.891	(23.652)	18.241	1.570	-	1.570	986	841	(9.233)	-	(6.392)	5.499	(2.895)	
Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Separado	482.980	1.049.701	1.531.581	419.383	940.877	771.321	1.531.581	1.201.906	(802.341)	399.565	244.744	152.271	(21.215)	138.836	(23.975)	114.861	99.729	204.586
Enel Sulcoos S.A.	Separado	6.136	4.945	11.080	-	(1.395)	11.080	9.744	(6.030)	3.714	(2.095)	(2.371)	(438)	(2.808)	54	(2.755)	33	(2.722)	
Enel Distribución Rio S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Separado	531.919	1.952.235	2.484.154	641.593	1.128.351	714.210	2.484.154	1.313.724	(903.880)	409.844	174.022	40.585	(129.209)	26.620	(63.526)	90.351	26.825	
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	411.321	1.493.800	1.905.121	548.849	510.364	845.909	1.905.121	1.387.098	(795.079)	592.019	464.379	374.845	(52.379)	315.669	(135.935)	179.734	(131)	
Inversora Codensa S.A.	Separado	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	378.242	696.194	1.044.436	2.687	1.044.436	991.979	(453.123)	-	538.586	173.500	142.843	(163.671)	(20.771)	(10.370)	(31.141)	(8.380)	(39.521)	
Generalma S.A.C.	Separado	8.716	58.327	67.043	33.257	9.849	23.937	67.043	-	1	(13.718)	(13.718)	1	(15.887)	-	(15.887)	(1.739)	(17.426)	
Endesa Cemsa S.A.	Separado	25.704	192	25.896	24.114	-	1.782	25.896	3.224	(347)	2.877	(268)	(397)	(419)	(173)	(492)	(635)	(1.127)	
Grupo Dock Sud S.A.	Consolidado	48.286	151.289	199.575	42.865	54.573	109.568	199.575	129.602	(79.115)	49.887	36.293	13.333	(10.789)	-	23.544	(6.312)	(9.346)	
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	97.063	165.037	262.100	51.201	89.795	121.104	262.100	87.509	(42.312)	54.997	43.738	38.174	(2.444)	33.726	(10.440)	23.287	(4.486)	
Grupo Distritima	Consolidado	197.936	1.045.207	1.243.143	275.170	442.113	525.859	1.243.143	874.119	(990.819)	283.300	213.261	166.049	(23.065)	143.071	(49.463)	93.606	(21.198)	72.357
Grupo Endesa América	Consolidado	739.600	5.274.797	6.014.397	844.423	1.953.633	3.216.341	6.014.397	1.582.909	(619.201)	963.708	771.871	611.033	(146.233)	569.842	(206.257)	363.584	198.867	562.452
Grupo Enel Brasil	Consolidado	1.377.303	3.885.719	5.063.023	1.235.334	1.128.351	2.619.983	5.063.023	1.888.731	(1.688.731)	1.122.301	652.275	398.574	(101.824)	293.506	(70.272)	223.234	332.372	555.606
Grupo Generandes Perú	Consolidado	296.418	1.094.986	1.390.714	211.369	312.083	1.390.714	1.390.714	592.368	(312.321)	290.047	197.720	136.060	(7.026)	166.081	(63.858)	62.225	(19.225)	63.000
Grupo Enel Argentina	Consolidado	153.273	535.021	688.294	210.237	223.513	254.545	688.294	179.030	(12.488)	166.532	99.597	71.306	15.731	88.468	(23.861)	64.607	(80.889)	(16.382)

01-01-2016																			
Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Operaciones Continuas:																			
Inversiones Distritima S.A.	Separado	25.693	70.627	96.320	459	95.861	96.320	-	-	-	(7)	(7)	1.351	29.575	(376)	29.199	1.846	31.046	
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Separado	138.174	951.698	1.089.872	270.665	379.948	439.259	1.089.872	791.438	(533.704)	257.733	194.855	151.663	(23.618)	128.894	(39.322)	99.572	9.684	99.566
Enel Argentina S.A.	Separado	2.555	45.522	48.077	868	-	47.209	48.077	-	(90)	(90)	1.441	1.351	4.744	(147)	4.597	(14.578)	(13.701)	
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	38.807	201.248	240.055	143.632	75.492	203.511	240.055	142.020	(6.475)	135.545	58.584	29.887	(38.125)	(5.850)	4.244	(1.406)	(6.650)	
Enel Generación El Chocón S.A.	Separado	62.297	338.600	400.897	100.588	99.991	210.317	400.897	56.332	(6.441)	49.891	40.583	38.033	198.981	239.173	(63.147)	156.025	(62.998)	93.127
Empesa S.A. E.S.P.	Separado	243.492	2.538.635	2.783.127	492.475	1.170.423	1.120.228	2.783.127	1.086.616	(452.947)	643.662	580.216	524.992	(56.145)	468.892	(170.313)	298.376	(128.495)	
Generandes Perú S.A.	Separado	2.740	317.070	319.809	1.921	317.888	319.809	-	-	-	(46)	(46)	243	59.274	(70)	59.204	6.887	66.091	
Enel Generación Perú S.A.	Separado	156.896	1.019.483	1.176.379	165.843	744.660	1.176.379	484.062	(201.693)	282.369	231.420	164.179	(13.040)	172.567	(44.201)	128.367	5.716	134.083	
Chinango S.A.C.	Separado	10.769	158.880	169.649	11.785	57.201	100.463	169.649	55.079	(11.596)	43.483	37.007	32.521	(1.490)	31.032	(9.614)	21.418	(997)	
Enel Brasil S.A.	Separado	155.074	1.038.948	1.192.022	72.253	1.097.437	1.192.022	-	-	(29.993)	(30.158)	37.795	173.175	(12.616)	160.559	(274.369)	(113.809)	(113.809)	
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	51.849	161.092	212.941	50.336	899	161.706	212.941	223.966	(156.625)	67.342	57.092	49.097	4.570	53.668	(18.728)	34.940	(36.795)	
Enel Distribución Cachoira Dourada S.A.	Separado	61.230	199.703	260.933	46.900	4.747	119.287	260.933	128.933	(24.496)	104.438	94.310	87.286	4.949	(31.711)	60.505	(18.797)	41.708	
Compañía de Interconexión Energética S.A.	Separado	41.272	290.548	301.821	80.630	42.485	178.736	301.821	78.199	(4.402)	73.798	63.390	48.326	21.910	(24.483)	45.753	(8.888)	36.865	
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	19.636	1.316	20.952	15.322	25.200	(19.569)	20.952	2.315	-	2.315	1.298	(1.085)	(24.754)	(23.659)	(1.406)	(20.055)	5.913	
Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Separado	376.730	801.741	1.178.471	309.125	554.146	1.178.471	1.140.847	(819.096)	321.751	192.131	142.097	119.710	(18.302)	(17.814)	(101.408)	(136.631)	(35.223)	
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	Separado	3.765	2.040	5.805	4.554	-	5.805	7.891	(4.283)	3.608	(865)	(1.102)	193	(909)	(1.036)	(1.946)	(230)	(2.175)	
Enel Distribución Rio S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Separado	543.283	1.431.419	1.974.682	469.297	847.861	1.974.682	1.445.702	(1.133.127)	312.576	131.326	37.297	(50.606)	(18.343)	3.024	(15.319)	(195.754)	(211.073)	
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	292.223	1.185.065	1.477.328	348.865	397.01													

39. HECHOS POSTERIORES

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 1 de julio de 2017 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios.

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL AMÉRICAS

Este anexo es parte de la nota 2.4 “Entidades filiales”.

RUT	Sociedad	Moneda Funcional	% Propiedad al 30/06/2017			% Propiedad al 31/12/2016			% Propiedad al 01/01/2016			Tipo de Relación	País	Actividad de Negocios
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A. (ex Ampla Energia E Serviços S.A.)	Real	31,73%	67,91%	99,64%	31,73%	67,91%	99,64%	13,68%	85,95%	99,63%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,75%	99,75%	0,00%	99,75%	99,75%	0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Dock Sud S.A.	Peso Argentino	0,00%	70,24%	70,24%	0,00%	70,24%	70,24%	0,00%	69,99%	69,99%	Filial	Argentina	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Geradora Termoeletrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeletrica
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Cien S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (3)	Peso Colombiano	48,41%	0,00%	48,41%	48,41%	0,00%	48,41%	21,14%	36,01%	57,15%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Compañía Energética Do Ceará S.A.)	Real	15,18%	58,87%	74,05%	15,18%	58,87%	74,05%	15,18%	58,87%	74,05%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
Extranjero	Distrielec Inversora S.A.	Peso Argentino	51,50%	0,00%	51,50%	51,50%	0,00%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Generación Perú	Nuevos Soles	29,40%	54,20%	83,60%	29,40%	54,20%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C. (6)	Nuevos Soles	80,00%	20,00%	100,00%	80,00%	20,00%	100,00%	80,00%	20,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P. (1)	Peso Colombiano	48,48%	0,00%	48,48%	48,48%	0,00%	48,48%	21,60%	34,83%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Empesa Panama S.A. (1)	Dólar	0,00%	48,48%	48,48%	0,00%	48,48%	48,48%	0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Panamá	Compra/Venta de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Nuevos Soles	24,00%	51,68%	75,68%	24,00%	51,68%	75,68%	24,00%	51,68%	75,68%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,45%	99,45%	0,00%	99,45%	99,45%	22,25%	77,20%	99,45%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Generación Piura	Nuevos Soles	0,00%	96,50%	96,50%	0,00%	96,50%	96,50%	0,00%	96,50%	96,50%	Filial	Perú	Generación y Comercialización de electricidad y extracción de gas natural
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Peso Argentino	99,88%	0,12%	100,00%	99,88%	0,12%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Real	90,06%	9,94%	100,00%	90,06%	9,94%	100,00%	50,09%	49,91%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	75,68%	75,68%	0,00%	75,68%	75,68%	0,00%	75,68%	75,68%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
Extranjero	Enel Soluciones S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
Extranjero	Eléctrica Fazenda Nova-Generacao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	Filial	Brasil	La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.
Extranjero	Generalima S.A.C. (6)	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generandes Perú S.A. (6)	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	39,00%	61,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	41,94%	54,15%	96,09%	41,94%	54,15%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	1,00%	0,00%	1,00%	1,00%	0,00%	1,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
Extranjero	Inversiones Distilima S.A. (6)	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	34,99%	50,21%	85,20%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Dock Sud S.A.	Peso Argentino	57,14%	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	57,14%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	99,85%	99,85%	0,00%	99,85%	99,85%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos publicos o privados.
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A. (2)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
99.573.910-0	Chilectra Inversud (4)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjero	Celg Distribuição S.A. (5)	Real	0,00%	94,84%	94,84%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Brasil	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

- (1) Ver nota 2.4.2
- (2) Durante el mes de mayo de 2016, esta sociedad fue absorbida por Enel Argentina, siendo esta última la continuadora legal.
- (3) El 1 de octubre de 2016, Codensa S.A. se fusionó con Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (Ver Nota 7.1)
- (4) Con fecha 1 de enero de 2017, Chilectra Inversud fue absorbida por Enel Américas, siendo esta última la continuadora legal.
- (5) El 14 de febrero de 2017, nuestra filial Enel Brasil compró el 99,88% de la participación accionaria de Celg Distribuição S.A. (Ver Nota 7.2)
- (6) El 5 de mayo de 2017, estas entidades fueron absorbidas por Generalima S.A.C., siendo esta última la continuadora legal.

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 “Variaciones del perímetro de consolidación”.

Incorporación al perímetro de consolidación:

Sociedad	% Control			
	al 30 de junio de 2017			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Celg Distribuição S.A.	0,00%	94,84%	94,84%	Integración global

No ocurrieron incorporaciones al perímetro de consolidación al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Propiedad			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Eólica Canela S.A. (*)	0,00%	75,00%	75,00%	Integración global
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*)	0,00%	51,00%	51,00%	Integración global
Chilectra Inversud S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Enel Distribución Chile S.A. (*)	99,08%	0,01%	99,09%	Integración global
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (*)	3,78%	96,21%	99,99%	Integración global
Empresa Eléctrica de Colina Ltda. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (*)	0,00%	92,65%	92,65%	Integración global
Enel Generación Chile S.A. (*)	59,98%	0,00%	59,98%	Integración global
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama Chile S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto Atacama Argentina S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (*)	99,00%	1,00%	100,00%	Integración global
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. (*)	99,99%	0,00%	99,99%	Integración global
Luz Andes Ltda. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda. (*)	0,00%	57,50%	57,50%	Integración global
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	0,00%	50,00%	50,00%	Integración global
Electrogas S.A. (*)	0,00%	42,50%	42,50%	Método de la Participación
GNL Chile S.A. (*)	0,00%	33,33%	33,33%	Método de la Participación
GNL Quintero S.A. (*)	0,00%	20,00%	20,00%	Método de la Participación
Aysén Transmisión S.A. (*)	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación
Aysén Energía S.A. (*)	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C. (**)	80,00%	20,00%	100,00%	Integración global
Generandes Perú S.A. (**)	100,00%	0,00%	100,00%	Integración global
Inversiones Distrilima S.A. (**)	100,00%	0,00%	100,00%	Integración global

(*) Con fecha 1 de marzo de 2016, estas sociedades dejaron de pertenecer al perímetro de consolidación de Enel Américas.

(**) El 5 de mayo de 2017, estas entidades fueron absorbidas por Generalima S.A.C., siendo esta última la continuadora legal.

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

Este anexo es parte de la nota 14 "Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación".

RUT	Sociedad	Moneda Funcional	% Propiedad al 30/06/2017			% Propiedad al 31/12/2016			% Propiedad al 01/01/2016			Tipo de Relación	País	Actividad de Negocios
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Asociada	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico
Extranjero	Yacylec S.A.	Peso Argentino	22,22%	0,00%	22,22%	22,22%	0,00%	22,22%	22,22%	0,00%	22,22%	Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (1)	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (1)	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica San Martín	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	0,00%	40,90%	40,90%	0,00%	40,90%	40,90%	0,00%	40,90%	40,90%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica

(1) Entidades fusionadas con nuestra filial Codensa S.A., el 1 de octubre de 2016. Ver Nota 7.1.

ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA

Este anexo forma parte de la Nota 19 “Otros pasivos financieros”.

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2017 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 30/06/2017 MUS\$	
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$
Perú	US\$	3,32%	1.423	10.700	12.123	1.278	-	-	-	-	1.278
Perú	Soles	5,33%	682	50.719	51.401	-	-	-	-	-	-
Colombia	US\$	1,88%	174	35.118	35.292	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	8,29%	9.943	42.259	52.202	135.300	56.063	22.583	17.207	22.079	253.232
Brasil	US\$	3,20%	1.505	4.514	6.019	118.954	61.971	130	130	3.014	184.199
Brasil	Real	13,33%	44.117	144.589	188.706	126.416	95.260	41.625	20.623	8.059	291.983
Total			57.844	287.899	345.743	381.948	213.294	64.338	37.960	33.152	730.692

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2016 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 31/12/2016 MUS\$	
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$
Perú	US\$	2,18%	1.621	26.556	28.177	27.181	422	-	-	-	27.603
Perú	Soles	5,62%	3.650	1.979	5.629	48.422	-	-	-	-	48.422
Argentina	\$ Arg	36,81%	667	717	1.384	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	9,14%	10.514	85.847	96.361	44.743	127.380	50.755	18.934	30.277	272.089
Brasil	US\$	3,11%	909	2.728	3.637	41.980	76.648	123	123	3.062	121.936
Brasil	Real	12,05%	48.138	116.112	164.250	143.925	119.805	57.343	37.945	11.835	370.853
Total			65.499	233.939	299.438	306.251	324.255	108.221	57.002	45.174	840.903

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 01/01/2016 MUS\$
			Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2016 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 01/01/2016 MUS\$	
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		
Chile	Ch\$	5,19%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	2,79%	37.607	4.564	42.171	5.955	27.171	422	-	-	33.548
Perú	Soles	5,53%	18.115	1.411	19.526	4.626	32.822	-	-	-	37.448
Argentina	US\$	13,83%	5.493	-	5.493	-	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	32,50%	3.226	8.723	11.948	1.637	-	-	-	-	1.637
Colombia	\$ Col	8,21%	50.456	118.465	168.921	61.721	18.070	17.172	16.274	43.431	156.668
Brasil	Real	11,56%	18.084	34.472	52.556	59.383	53.374	47.365	-	-	160.122
Total			132.981	167.635	300.615	133.322	131.437	64.959	16.274	43.431	389.423

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	30 de junio de 2017									
								Corriente			No Corriente						
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$	
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	3,55%	391	1.172	1.563	38.681	-	-	-	-	-	38.681
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	2,68%	653	1.959	2.612	78.430	-	-	-	-	-	78.430
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10,82%	17.197	49.544	66.741	49.899	45.686	27.565	13.245	5.440	141.835	
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Daycoval (75272/2014)	Brasil	Real	16,94%	724	2.006	2.730	27	-	-	-	-	-	27
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Intermedium Crédito e Financiament	Brasil	Real	16,94%	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco ABC Brasil - (36617/2015)	Brasil	Real	16,23%	3.861	-	3.861	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo	Brasil	Real	16,23%	9.560	20.163	29.723	147	-	-	-	-	-	147
Extranjera	CGTF Endesa Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank 4131 Fortaleza	Brasil	US\$	2,36%	428	1.285	1.713	1.713	61.841	-	-	-	-	63.554
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,78%	344	8.761	9.105	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,79%	635	629	1.264	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,40%	444	1.310	1.754	1.278	-	-	-	-	-	1.278
Extranjera	Enel Cien S.A. (EX Cien S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	6,16%	512	1.481	1.993	1.845	-	-	-	-	-	3.542
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokio-Mitsubishi UFJ	Colombia	\$ Col	8,66%	2.579	7.739	10.318	101.417	29.043	-	-	-	-	130.460
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A	Colombia	\$ Col	10,75%	986	2.823	3.809	2.220	-	-	-	-	-	2.220
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AVVILLAS	Colombia	\$ Col	10,49%	500	1.433	1.933	1.130	-	-	-	-	-	1.130
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	9,95%	817	2.349	3.166	2.343	915	-	-	-	-	3.258
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia SA	Colombia	\$ Col	9,25%	2.114	6.109	8.223	5.747	5.152	3.121	410	-	-	14.430
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	8,57%	779	2.249	3.028	2.053	1.897	1.740	410	-	-	6.100
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	13,10%	998	17.609	18.607	16.611	-	-	-	-	-	16.611
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	12,27%	2.103	27.345	29.448	26.644	23.839	-	-	-	-	50.483
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,16%	1.812	5.250	7.062	4.971	-	-	-	-	-	4.971
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	8,37%	7.348	21.191	28.539	26.272	24.038	14.060	7.378	2.619	74.367	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,23%	33	98	131	130	130	130	130	3.014	3.534	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,76%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,73%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,71%	94	6.608	6.702	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	58	4.764	4.822	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	97	7.940	8.037	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	94	7.623	7.717	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	97	7.940	8.037	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6,20%	242	15.844	16.086	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,21%	1.581	14.374	15.955	14.982	14.009	13.036	12.063	16.271	70.361	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	9,24%	587	5.183	5.770	5.408	5.047	4.686	4.324	5.808	25.273	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	US\$	1,88%	174	35.118	35.292	-	-	-	-	-	-	-
Total								57.844	287.899	345.743	381.948	213.294	64.338	37.960	33.152	730.692	

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor (continuación)

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre de 2016									
								Corriente			No Corriente						
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$	
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	3,52%	337	1.011	1.348	39.691	-	-	-	-	-	39.691
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	2,85%	541	1.624	2.166	2.166	76.525	-	-	-	-	78.690
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	11,40%	18.295	52.740	71.036	59.424	48.773	37.178	24.669	8.021	178.065	
Extranjera	Chinano S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,56%	444	1.321	1.765	25.457	-	-	-	-	-	25.457
Extranjera	Chinano S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,57%	644	1.900	2.544	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinano S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,40%	451	1.331	1.782	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Cien S.A. (EX Cien S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9,54%	541	1.563	2.104	1.948	1.793	838	-	-	-	4.579
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokio-Mitsubishi UFJ	Colombia	\$ Col	8,57%	2.620	7.860	10.480	10.480	98.588	28.176	-	-	-	137.243
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A	Colombia	\$ Col	9,08%	1.104	3.147	4.251	3.157	1.005	-	-	-	-	4.162
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AVVILLAS	Colombia	\$ Col	8,87%	546	1.558	2.104	1.348	314	-	-	-	-	1.662
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	8,80%	901	2.575	3.476	2.530	2.090	-	-	-	-	4.620
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia SA	Colombia	\$ Col	7,71%	2.345	6.733	9.079	6.327	5.764	4.240	1.875	-	-	18.205
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	15,19%	17.071	3.492	20.563	18.235	15.907	-	-	-	-	34.143
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	14,51%	2.502	30.216	32.718	29.382	26.046	-	-	-	-	55.429
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,71%	1.899	5.509	7.408	6.907	1.648	-	-	-	-	8.555
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	11,01%	7.830	22.592	30.421	28.029	25.637	19.327	13.276	3.813	90.083	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,44%	31	93	123	123	-	123	-	123	3.062	3.556
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,62%	82	22.004	22.086	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,73%	2.990	-	2.990	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,71%	91	273	364	6.304	-	-	-	-	-	6.304
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	57	170	226	4.554	-	-	-	-	-	4.554
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	94	283	377	7.590	-	-	-	-	-	7.590
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	91	272	362	7.286	-	-	-	-	-	7.286
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	94	283	377	7.590	-	-	-	-	-	7.590
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,07%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6,20%	233	699	932	15.098	-	-	-	-	-	15.098
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,21%	1.652	14.706	16.358	15.414	-	13.526	12.583	22.334	78.327	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	9,24%	589	5.234	5.824	5.487	5.150	4.813	4.477	7.944	27.871	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	6,90%	757	44.034	44.791	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arq	32,00%	172	158	330	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	\$ Arq	34,00%	73	82	155	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arq	30,00%	44	50	95	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arq	38,00%	70	79	149	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arq	30,00%	229	259	488	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arq	31,00%	78	88	166	-	-	-	-	-	-	-
Total								65.498	233.939	299.438	306.251	324.255	108.221	57.003	45.174	840.906	

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor (continuación)

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	1 de enero de 2016								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días MUSS	Más de 90 días MUSS	Total Corriente MUSS	Uno a Dos Años MUSS	Dos a Tres Años MUSS	Tres a Cuatro Años MUSS	Cuatro a Cinco Años MUSS	Más de Cinco Años MUSS	Total No Corriente MUSS
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,71%	1.150	3.449	4.599	15.562	14.029	12.496	-	-	42.088
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,56%	418	1.246	1.664	1.642	25.449	-	-	-	27.091
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,57%	659	1.950	2.609	2.537	-	-	-	-	2.537
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,40%	463	1.368	1.830	1.776	1.722	422	-	-	3.920
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	15,19%	1.381	4.143	5.524	16.940	15.099	13.258	-	-	45.297
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	14,51%	2.634	26.880	29.515	26.880	24.246	21.611	-	-	72.737
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	Real	15,76%	12.919	-	12.919	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,62%	36.067	-	36.067	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,73%	50	150	200	2.945	-	-	-	-	2.945
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,71%	90	269	358	358	6.209	-	-	-	6.568
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	56	167	223	223	4.485	-	-	-	4.708
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	93	279	372	372	7.476	-	-	-	7.847
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	89	267	357	357	7.177	-	-	-	7.533
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	93	279	371	371	7.476	-	-	-	7.847
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,07%	17.645	-	17.645	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	30,67%	120	-	120	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	37,88%	260	390	650	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,21%	1.260	8.540	9.800	14.056	13.384	12.712	12.040	32.088	84.281
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	9,24%	424	2.965	3.390	4.913	4.686	4.460	4.234	11.343	29.635
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	5,93%	15.694	-	15.694	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	6,01%	7.369	-	7.369	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,61%	617	40.431	41.048	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,66%	19.268	-	19.268	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5,70%	415	29.393	29.808	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5,76%	279	19.563	19.842	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5,50%	211	15.324	15.535	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	6,90%	750	2.249	2.998	42.752	-	-	-	-	42.752
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6,15%	4.168	-	4.168	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	34,00%	42	627	669	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	32,00%	302	821	1.123	390	-	-	-	-	390
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	\$ Arg	34,00%	113	318	431	181	-	-	-	-	181
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	30,00%	71	198	269	112	-	-	-	-	112
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	38,00%	114	317	431	177	-	-	-	-	177
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	30,00%	371	1.034	1.405	581	-	-	-	-	581
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	13,92%	1.710	-	1.710	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	31,00%	126	352	478	197	-	-	-	-	197
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	12,86%	1.886	-	1.886	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	12,86%	949	-	949	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú	Argentina	US\$	12,86%	949	-	949	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	38,45%	106	1.568	1.674	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	30,81%	375	727	1.102	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	30,81%	340	654	995	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	30,81%	322	623	945	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	30,81%	103	203	306	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	30,81%	43	84	127	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	30,81%	417	807	1.224	-	-	-	-	-	-
			Total					132.981	167.635	300.616	133.322	131.438	64.959	16.274	43.431	389.424

b) Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas

a. Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2017 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 30/06/2017 MUS\$	
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$
Chile	US\$	5,30%	6.317	18.950	25.267	25.267	25.267	25.267	25.267	710.360	811.428
Chile	U.F.	5,75%	733	7.783	8.516	8.315	8.101	7.875	7.636	-	31.927
Perú	US\$	6,59%	630	11.619	12.249	9.766	1.225	10.787	641	13.580	35.999
Perú	Soles	6,26%	21.170	23.676	44.846	60.017	48.600	87.534	34.254	275.814	506.219
Colombia	\$ Col	8,71%	34.607	103.824	138.431	463.029	248.857	359.434	248.244	897.527	2.217.091
Brasil	Real	11,36%	37.442	130.029	167.471	125.132	30.560	-	-	-	155.692
Total			100.899	295.881	396.780	691.526	362.610	490.897	316.042	1.897.281	3.758.356

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2016 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 31/12/2016 MUS\$	
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$
Chile	US\$	4,23%	6.345	19.035	25.380	25.381	25.381	25.381	25.381	722.908	824.432
Chile	U.F.	9,04%	769	7.628	8.397	8.211	8.015	7.807	7.588	3.707	35.328
Perú	US\$	6,57%	626	1.879	2.505	11.899	9.428	11.062	637	13.865	46.891
Perú	Soles	6,33%	17.265	46.838	64.103	22.369	84.318	56.499	44.247	291.369	498.802
Colombia	\$ Col	11,23%	233.359	123.430	356.789	319.784	328.725	226.235	421.265	916.935	2.212.944
Brasil	Real	12,29%	11.468	184.735	196.203	162.356	77.477	-	-	-	239.833
Total			269.832	383.545	653.377	550.000	533.344	326.984	499.118	1.948.784	3.858.230

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2016 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 01/01/2016 MUS\$	
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$
Chile	US\$	5,30%	4.247	262.332	266.579	55	55	55	55	1.188	1.409
Chile	U.F.	5,75%	921	7.365	8.286	8.067	7.835	7.590	7.331	10.478	41.302
Perú	US\$	6,59%	880	22.229	23.109	2.337	11.776	9.347	10.995	14.203	48.656
Perú	Soles	6,27%	18.348	26.255	44.603	47.409	17.343	78.347	50.931	233.955	427.986
Colombia	\$ Col	10,16%	78.434	95.224	173.657	290.254	256.560	201.451	153.966	998.868	1.901.099
Brasil	Real	13,50%	15.186	136.636	151.822	164.706	133.271	63.274	-	-	361.251
Total			118.016	550.041	668.056	512.828	426.840	360.064	223.278	1.258.692	2.781.703

b. Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	30 de junio de 2017										
								Corriente			No Corriente							
								Menos de 90 días MUSS	Más de 90 días MUSS	Total Corriente MUSS	Uno a Dos Años MUSS	Dos a Tres Años MUSS	Tres a Cuatro Años MUSS	Cuatro a Cinco Años MUSS	Más de Cinco Años MUSS	Total No Corriente MUSS		
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A)	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª Serie 17	Brasil	Real	13,45%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A)	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª Serie 18	Brasil	Real	13,06%	16.275	2.985	19.260	17.270	15.280	-	-	-	-	-	32.550
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A)	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª Serie 26	Brasil	Real	11,55%	-	786	29.371	30.157	-	-	-	-	-	-	107.758
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A)	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª Serie 27	Brasil	Real	9,47%	-	2.012	48.179	50.191	46.168	-	-	-	-	-	46.168
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A)	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª Serie 28	Brasil	Real	13,06%	16.275	2.985	19.260	17.270	15.280	-	-	-	-	-	32.550
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	\$ Col	11,10%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B103	Colombia	\$ Col	9,72%	659	1.977	2.636	27.649	-	-	-	-	-	-	27.649
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	9,00%	1.487	4.462	5.949	5.949	5.949	5.949	83.962	-	-	-	107.758
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	8,15%	1.269	3.808	5.077	61.906	-	-	-	-	-	-	61.906
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	7,77%	1.241	3.723	4.964	4.965	4.965	62.131	-	-	-	77.026	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E4-16	Colombia	\$ Col	7,44%	555	1.664	2.219	2.219	30.177	-	-	-	-	34.615	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E2-17	Colombia	\$ Col	6,82%	903	2.710	3.613	55.372	-	-	-	-	-	55.372	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E5-17	Colombia	\$ Col	7,15%	1.642	4.926	6.568	6.568	6.568	93.793	-	-	-	113.497	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E7-17	Colombia	\$ Col	6,28%	1.039	3.118	4.157	4.157	4.157	74.141	-	-	-	90.769	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjera	Itaú 2	Brasil	Real	9,66%	2.094	46.509	48.603	44.424	-	-	-	-	-	-	44.424
Extranjera	Enel Generación Perú S.A. (ex Edeqel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,31%	122	367	489	489	489	8.169	-	-	-	-	9.636
Extranjera	Enel Generación Perú S.A. (ex Edeqel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,28%	124	371	495	495	7.722	-	-	-	-	-	8.217
Extranjera	Enel Generación Perú S.A. (ex Edeqel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,34%	160	481	641	641	641	641	13.580	-	-	-	16.144
Extranjera	Enel Generación Perú S.A. (ex Edeqel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,78%	161	482	643	8.541	-	-	-	-	-	-	8.541
Extranjera	Enel Generación Perú S.A. (ex Edeqel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,78%	146	438	584	584	10.146	-	-	-	-	-	11.314
Extranjera	Enel Generación Perú S.A. (ex Edeqel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,47%	163	10.218	10.381	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,30%	174	521	695	694	9.332	-	-	-	-	-	10.720
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,49%	646	861	1.507	862	862	862	15.505	-	-	-	18.953
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	6,91%	110	329	439	6.400	-	-	-	-	-	-	6.400
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Interseguro Cía de Seguros	Perú	Soles	6,40%	196	588	784	784	784	784	12.943	-	-	-	15.295
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,97%	235	693	928	939	939	939	24.673	-	-	-	28.429
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,40%	200	601	801	802	802	802	23.844	-	-	-	27.052
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,94%	155	465	620	620	620	620	14.406	-	-	-	16.886
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,94%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,06%	101	6.178	6.279	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,19%	261	784	1.045	1.045	1.045	15.535	-	-	-	-	17.625
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,15%	200	601	801	801	801	801	21.516	-	-	-	24.720
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,64%	252	755	1.007	1.007	15.780	-	-	-	-	-	17.794
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,24%	343	1.028	1.371	1.371	1.371	1.371	36.595	-	-	-	42.079
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,67%	525	1.575	2.100	2.101	32.472	-	-	-	-	-	36.674
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,25%	295	884	1.179	1.179	1.179	1.179	19.612	-	-	-	24.328
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,76%	453	1.358	1.811	32.532	-	-	-	-	-	-	32.532
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,25%	393	1.179	1.572	1.572	1.572	1.572	28.115	-	-	-	34.403
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,03%	332	996	1.328	21.616	-	-	-	-	-	-	22.944
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,87%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,97%	440	1.321	1.761	1.762	1.762	1.762	33.397	-	-	-	40.445
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,00%	472	1.416	1.888	1.888	1.888	1.888	32.767	-	-	-	40.319
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,91%	336	1.009	1.346	1.346	1.346	1.346	25.384	-	-	-	30.768
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	10,05%	1.892	5.676	7.568	72.448	-	-	-	-	-	-	72.448
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B10	Colombia	\$ Col	9,94%	1.352	4.057	5.409	56.288	-	-	-	-	-	-	56.288
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	10,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B12	Colombia	\$ Col	11,02%	791	2.373	3.164	3.164	3.164	29.748	-	-	-	39.240	
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B15	Colombia	\$ Col	10,23%	483	1.448	1.931	1.930	1.930	1.930	21.484	-	-	-	29.204
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	9,25%	1.097	3.292	4.389	51.300	-	-	-	-	-	-	55.689
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	8,44%	863	2.589	3.452	3.453	46.305	-	-	-	-	-	49.758
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	8,75%	497	1.491	1.988	1.988	30.782	-	-	-	-	-	34.758
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	9,73%	3.572	10.716	14.288	14.287	221.206	-	-	-	-	-	249.780
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	7,76%	1.985	5.956	7.941	7.941	7.941	102.711	-	-	-	134.475	
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	8,84%	1.290	3.869	5.159	5.159	5.159	5.159	71.248	-	-	-	91.884
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	9,97%	2.831	8.492	11.323	11.322	11.322	156.283	-	-	-	201.571	
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	7,88%	1.343	4.029	5.372	5.372	5.372	95.371	-	-	-	116.859	
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	9,15%	1.166	3.498	4.664	4.665	4.665	4.665	90.413	-	-	-	109.073
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	9,25%	356	1.067	1.423	16.628	-	-	-	-	-	-	18.051
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	8,44%	724	2.173	2.897	38.861	-	-	-	-	-	-	41.759
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B3-16	Colombia	\$ Col	8,51%	1.551	4.653	6.204	81.440	-	-	-	-	-	-	81.440
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B7-16	Colombia	\$ Col	9,67%	2.197	6.592	8.789	8.790	8.790	8.790	101.352	-	-	-	136.512
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos EF-16	Colombia	\$ Col	7,34%	1.822	5.465	7.287	7.287	7.287	100.562	-	-	-	129.710	
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	97.004.000-5	Bonos UF 269	Chile	U.F.	5,75%	733	7.783	8.516	8.516	8.516	31.927	-	-	-	-	31.927
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	97.036.000-K	Yankee bonos Serie Unica U	E.E.U.U.	US\$	4,00%	6.302	18.905	25.207	25.207	25.207	25.207	709.231	-	-	-	810.059
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	97.036.000-K	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	6,60%	15	45	60	60	60	60	1.129	-	-	-	1.369
Total								100.899	2									

b. Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por Deudor (continuación)

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre de 2016											
								Corriente			No Corriente								
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$			
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 17	Brasil	Real	14,57%	558	15.884	16.442	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 18	Brasil	Real	15,04%	1.729	19.551	21.279	18.975	16.670	-	-	-	-	35.645		
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 26	Brasil	Real	11,59%	1.573	30.068	31.641	28.494	-	-	-	-	-	28.494		
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 27	Brasil	Real	10,00%	3.151	49.389	52.541	48.339	44.137	-	-	-	-	92.475		
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 28	Brasil	Real	15,04%	1.729	19.551	21.279	18.975	16.670	-	-	-	-	35.645		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B102	Colombia	\$ Col	11,10%	134.434	-	134.434	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B103	Colombia	\$ Col	11,35%	848	2.545	3.394	30.026	-	-	-	-	-	-	30.026	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	10,62%	1.964	5.893	7.857	7.857	7.857	7.857	7.857	95.136	-	126.563		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	9,75%	1.715	5.144	6.858	66.762	-	-	-	-	-	-	66.762	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	9,36%	1.659	4.976	6.635	6.635	6.635	6.635	66.563	-	-	86.468		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	\$ Col	7,49%	561	1.683	2.245	2.245	2.245	31.645	-	-	-	36.134		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Itaú 2	Brasil	Real	14,68%	2.728	50.292	53.021	47.574	-	-	-	-	-	-	47.574	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,31%	117	351	468	468	468	468	468	7.667	-	9.538		
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,28%	115	346	462	462	7.702	-	-	-	-	-	8.164	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,34%	159	478	637	637	637	637	637	13.865	-	16.413		
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,78%	160	479	638	638	8.211	-	-	-	-	-	8.849	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,78%	145	435	581	581	581	10.425	-	-	-	-	11.586	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,47%	162	487	650	10.044	-	-	-	-	-	-	10.044	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7,30%	166	497	663	663	663	9.361	-	-	-	-	10.687	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,49%	207	621	828	828	828	828	828	15.418	-	16.871		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,49%	105	314	418	418	5.985	-	-	-	-	-	6.399	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interseuro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,19%	187	561	748	748	748	748	748	12.142	-	15.133		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,97%	226	677	902	902	902	902	24.266	-	-	27.876		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,40%	191	573	763	763	763	763	23.327	-	-	26.381		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,94%	149	447	596	596	596	596	14.226	-	-	16.610		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,94%	157	8.972	9.129	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,06%	97	6.172	6.269	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,64%	250	751	1.001	1.001	1.001	15.533	-	-	-	-	17.535	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,15%	192	575	767	767	767	767	767	20.714	-	-	23.781	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,40%	241	723	964	964	15.749	-	-	-	-	-	17.677	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,24%	328	984	1.312	1.312	1.312	1.312	35.227	-	-	40.476		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,67%	503	1.508	2.011	2.011	2.011	30.401	-	-	-	-	36.434	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,25%	282	847	1.129	1.129	1.129	1.129	19.532	-	-	24.047		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,76%	433	1.300	1.733	1.733	30.997	-	-	-	-	-	32.330	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,25%	376	1.129	1.505	1.505	1.505	1.505	27.923	-	-	33.944		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,76%	175	14.918	15.093	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,03%	318	954	1.272	1.272	21.553	-	-	-	-	-	22.825	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,87%	11.244	-	11.244	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,97%	422	1.266	1.688	1.688	1.688	1.688	33.047	-	-	39.797		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,00%	454	1.362	1.816	1.816	1.816	1.816	32.605	-	-	39.868		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,91%	331	993	1.323	1.323	1.323	1.323	25.276	-	-	30.569		
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	11,69%	2.379	7.137	9.516	78.191	-	-	-	-	-	-	78.191	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	11,57%	1.753	5.259	7.012	7.012	54.453	-	-	-	-	-	61.466	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B9-103	Colombia	\$ Col	11,88%	57.781	-	57.781	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	11,88%	991	2.974	3.965	3.965	3.965	32.134	-	-	-	-	44.029	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	11,88%	622	1.865	2.487	2.487	2.487	2.487	23.865	-	-	33.814		
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	10,07%	1.456	4.367	5.823	5.823	55.145	-	-	-	-	-	60.968	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	9,26%	1.183	3.550	4.733	4.733	4.733	45.606	-	-	-	-	55.073	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	760	2.280	3.040	3.040	3.040	30.215	-	-	-	-	39.335	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	5.462	16.385	21.847	21.847	21.847	217.129	-	-	-	-	282.669	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	9,35%	2.684	8.052	10.736	10.736	10.736	110.607	-	-	-	-	153.549	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	9,66%	1.746	5.238	6.984	6.984	6.984	78.942	-	-	-	-	106.880	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	10,81%	3.687	11.061	14.748	14.748	14.748	14.748	176.161	-	-	-	-	235.154
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	9,47%	1.809	5.427	7.236	7.236	7.236	109.997	-	-	-	-	138.941	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	9,98%	1.565	4.694	6.259	6.259	6.259	106.774	-	-	-	-	131.808	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	10,07%	472	1.416	1.887	1.887	17.874	-	-	-	-	-	19.762	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	9,26%	993	2.979	3.973	3.973	38.275	-	-	-	-	-	46.220	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	\$ Col	9,33%	2.106	6.317	8.422	8.422	79.593	-	-	-	-	-	88.015	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	\$ Col	10,51%	2.886	8.659	11.545	11.545	11.545	110.054	-	-	-	-	156.233	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E7-16	Colombia	\$ Col	7,38%	1.843	5.528	7.371	7.371	7.371	7.371	105.399	-	-	-	-	134.884
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.004.000-5	Bonos UF 269	Chile	U.F.	5,75%	769	7.628	8.397	8.211	7.807	7.588	3.707	-	-	-	35.329	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-K	Yankee bonos Serie Única	E.E.U.U.	US\$	4,00%	6.330	18.990	25.321	25.321	25.321	721.751	-	-	-	-	823.031	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-K	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	6,00%	15	45	60	60	60	1.157	-	-	-	-	1.398	
			Total					269.833	383.547	653.379	550.002	533.345	326.985	499.116	1.948.785	3.858.231			

b. Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por Deudor (continuación)

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	1 de enero de 2016										
								Corriente			No Corriente				Total No Corriente MUS\$			
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$		
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 16	Brasil	Real	14,84%	520	15.493	16.013	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 17	Brasil	Real	14,57%	895	14.587	15.482	13.692	-	-	-	-	-	-	13.692
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 18	Brasil	Real	15,04%	1.424	4.272	5.696	17.702	15.804	13.905	-	-	-	-	47.411
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 26	Brasil	Real	11,69%	2.299	26.431	28.730	25.665	22.599	-	-	-	-	-	48.264
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 27	Brasil	Real	10,00%	3.855	11.565	15.420	45.744	40.604	35.464	-	-	-	-	121.812
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 28	Brasil	Real	15,04%	1.424	4.272	5.696	17.702	15.804	13.905	-	-	-	-	47.411
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B102	Colombia	\$ Col	11,10%	3.218	9.655	12.874	127.455	-	-	-	-	-	-	127.455
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B103	Colombia	\$ Col	11,35%	669	2.007	2.676	2.676	28.063	-	-	-	-	-	30.739
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B604	Colombia	\$ Col	10,17%	46.693	-	46.693	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	10,62%	1.493	4.480	5.974	5.974	5.974	5.974	5.974	5.974	90.725	114.620	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	9,75%	1.279	3.836	5.114	5.114	62.335	-	-	-	-	-	67.449
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	9,36%	1.241	3.724	4.965	4.965	4.965	4.965	4.965	62.431	82.293	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Itaú 1	Brasil	Real	14,74%	458	14.379	14.837	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Itaú 2	Brasil	Real	14,68%	4.311	45.638	49.949	44.201	38.461	-	-	-	-	-	82.662
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,31%	116	347	462	462	462	462	462	8.014	9.862	-	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,28%	116	348	464	464	464	7.591	-	-	-	-	8.519
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,34%	149	446	594	594	594	594	594	14.203	16.580	-	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,78%	149	446	595	595	595	8.211	-	-	-	-	9.401
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,63%	155	10.201	10.356	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,00%	140	10.275	10.416	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,78%	135	406	541	541	541	541	10.400	-	-	-	12.025
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,47%	151	454	606	606	10.045	-	-	-	-	-	10.651
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,09%	80	4.525	4.605	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	5.306	-	5.306	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP Integra	Perú	Soles	7,85%	8.071	-	8.071	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7,00%	131	7.452	7.583	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7,30%	164	491	654	654	654	654	9.221	-	-	-	11.185
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,49%	205	614	818	818	818	818	818	16.005	19.277	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	6,91%	103	310	413	413	413	5.891	-	-	-	-	6.717
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,19%	185	554	739	739	739	739	739	12.698	15.653	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,97%	223	668	891	891	891	891	891	24.817	28.388	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,40%	189	566	754	754	754	754	754	23.753	26.769	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,94%	147	441	589	589	589	589	589	14.607	16.962	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,94%	155	466	622	8.992	-	-	-	-	-	-	8.992
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,06%	95	286	382	6.207	-	-	-	-	-	-	6.207
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,64%	247	742	989	989	989	989	15.301	-	-	-	18.267
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,15%	189	568	757	757	757	757	757	20.118	23.148	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,40%	238	714	952	952	952	952	15.514	-	-	-	18.371
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,24%	324	972	1.296	1.296	1.296	1.296	1.296	34.638	39.823	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,67%	497	1.490	1.986	1.986	1.986	1.986	1.986	29.945	37.890	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,25%	279	836	1.115	1.115	1.115	1.115	1.115	20.358	24.818	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,76%	428	1.284	1.712	1.712	1.712	30.139	-	-	-	33.563	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,25%	372	1.115	1.487	1.487	1.487	1.487	1.487	29.001	34.948	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,76%	173	518	691	14.867	-	-	-	-	-	-	14.867
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,03%	316	948	1.265	1.265	21.236	-	-	-	-	-	23.765
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos 809-09	Colombia	\$ Col	11,69%	1.856	5.569	7.426	7.426	73.574	-	-	-	-	-	81.000
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	11,57%	1.361	4.083	5.444	5.444	5.444	51.700	-	-	-	-	62.589
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	10,86%	1.572	4.715	6.286	54.994	-	-	-	-	-	-	54.994
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	11,88%	776	2.328	3.104	3.104	-	-	-	-	-	-	42.652
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	11,88%	485	1.456	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	23.758	31.521	-	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	10,07%	364	1.091	1.454	1.454	1.454	16.780	-	-	-	-	19.689
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	9,26%	731	2.192	2.922	2.922	2.922	36.124	-	-	-	-	44.892
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	726	2.179	2.906	2.906	2.906	2.906	2.906	28.802	40.425	-	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	5.220	15.661	20.882	20.882	20.882	20.882	20.882	206.979	290.506	-	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	9,35%	2.032	6.096	8.128	8.128	8.128	8.128	8.128	111.456	143.967	-	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	9,66%	1.298	3.894	5.192	5.192	5.192	5.192	5.192	76.900	97.668	-	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	10,81%	2.881	8.644	11.526	11.526	11.526	11.526	11.526	169.948	216.500	-	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	9,47%	1.373	4.120	5.494	5.494	5.494	5.494	5.494	101.922	123.896	-	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	9,98%	1.172	3.516	4.688	4.688	4.688	4.688	4.688	95.711	114.462	-	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	10,07%	1.122	3.365	4.487	4.487	4.487	51.768	-	-	-	60.743	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	9,26%	871	2.612	3.482	3.482	3.482	3.482	3.482	43.044	53.490	-	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.004.000-5	Bonos UF 269	Chile	U.F.	5,75%	921	7.365	8.286	8.067	7.835	7.590	7.331	10.478	41.302	-	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-K	Yankee bonos Serie Unica	E.E.U.U.	US\$	4,00%	4.233	262.291	266.523	-	-	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-K	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	6,60%	14	41	55	55	55	55	55	1.188	1.409	-	
			Total					118.015	550.040	668.056	512.827	426.841	360.063	223.278	1.258.692	2.781.706		

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	30 de junio de 2017									
								Corriente			No Corriente						
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	158	79	237	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	21	62	83	126	119	10	-	-	-	255
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	12	34	46	4	-	-	-	-	-	4
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A	Colombia	\$ Col	9,48%	9	27	36	31	8	-	-	-	-	39
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	100	294	394	161	-	-	-	-	-	161
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	12	34	46	79	75	12	-	-	-	166
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	438	1.312	1.750	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	252	501	753	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,68%	2.562	7.514	10.076	9.616	25.489	-	-	-	-	35.105
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,70%	3.070	9.043	12.113	11.665	11.217	10.769	7.782	-	-	41.433
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%	902	2.646	3.548	3.388	9.003	-	-	-	-	12.391
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	51	1.066	1.117	1.404	1.720	-	-	-	-	3.124
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A	Colombia	\$ Col	11,69%	135	382	517	495	113	-	-	-	-	608
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	4	11	15	3	-	-	-	-	-	3
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	10	28	38	38	35	3	-	-	-	76
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	8	23	31	11	-	-	-	-	-	11
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	77	221	298	255	125	4	-	-	-	384
Total								7.821	23.277	31.098	27.276	47.904	10.798	7.782	-	93.760	

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre de 2016									
								Corriente			No Corriente						
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	181	439	619	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	26	73	99	96	79	42	-	-	-	218
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	19	37	56	21	-	-	-	-	-	21
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR	Colombia	\$ Col	9,48%	5	14	19	21	15	-	-	-	-	35
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	109	314	423	310	-	-	-	-	-	310
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	12	36	48	53	49	31	-	-	-	133
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	427	1.276	1.703	848	-	-	-	-	-	848
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	244	730	975	243	-	-	-	-	-	243
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	2.594	7.616	10.210	9.767	9.324	20.811	-	-	-	39.902
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,75%	391	6.318	6.710	8.151	7.838	7.525	7.212	1.754	-	32.479
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	889	2.610	3.499	3.347	3.195	7.128	-	-	-	13.669
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	23	203	226	761	614	302	-	-	-	1.678
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,75%	22.048	-	22.048	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR	Colombia	\$ Col	11,69%	149	420	569	563	363	-	-	-	-	926
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	4	12	16	11	-	-	-	-	-	11
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	12	33	45	45	40	20	-	-	-	105
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	10	27	36	29	-	-	-	-	-	29
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	88	251	339	311	249	14	-	-	-	574
Total								27.281	20.409	47.690	24.577	21.766	35.873	7.212	1.754	91.181	

Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero (Continuación)

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	1 de enero de 2016									
								Corriente			No Corriente						
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	148	401	549	436	-	-	-	-	-	436
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	5	16	21	20	9	-	-	-	29	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,27%	34	50	84	37	19	-	-	-	56	
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	157	-	157	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,95%	124	256	381	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	115	345	460	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,99%	109	327	436	17	-	-	-	-	17	
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	97	290	386	32	-	-	-	-	32	
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,67%	1	4	5	100	-	-	-	-	100	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	246	731	977	961	-	-	-	-	961	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	2.683	7.887	10.569	10.141	9.712	9.283	20.804	-	49.940	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	915	2.688	3.603	3.452	3.301	3.151	7.022	-	16.926	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,10%	3.640	10.818	14.458	22.029	-	-	-	-	22.029	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	10	30	40	39	33	-	-	-	72	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	6,55%	10	28	38	39	28	-	-	-	67	
Total								8.294	23.871	32.164	37.303	13.102	12.434	27.826	-	90.665	

d) Otras Obligaciones

Individualización de Otras Obligaciones

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	30 de junio de 2017								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	5,97%	777	2.244	3.021	2.603	2.221	1.819	1.118	710	8.471
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Centrais Eletricas Brasileiras	Brasil	Real	15,25%	79.321	2.286	81.607	1.746	1.154	1.111	1.069	4.385	9.465
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar	Brasil	Real	6,80%	548	5.226	5.774	4.854	4.646	4.680	4.213	18.694	37.087
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Séries A y B	Brasil	Real	13,44%	11.764	33.935	45.699	42.292	38.637	34.982	31.326	29.812	177.049
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	1.003	2.902	3.905	2.991	13.655	3.230	4.176	26.850	50.902
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	275	-	275	-	-	-	-	-	-
Total								93.688	46.593	94.582	54.486	60.313	45.822	41.902	80.451	282.974

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre de 2016								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,08%	807	2.361	3.168	2.839	2.509	2.067	1.467	1.215	10.097
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	3.180	3.180	3.167	3.167	3.167	3.167	37.992	50.659
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Other	Argentina	US\$	2,53%	276	-	276	-	-	-	-	-	-
Total								1.083	5.541	6.624	6.006	5.676	5.234	4.634	39.207	60.756

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	1 de enero de 2016								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	9,17%	10.097	31.968	42.066	41.619	33.537	26.154	17.961	12.392	131.662
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	8,33%	420	1.223	1.643	1.541	1.439	1.336	630	-	4.945
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	1.690	4.913	6.603	6.185	5.767	1.376	-	-	13.328
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,10%	977	2.210	3.186	2.645	2.368	2.092	1.723	2.266	11.095
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	10,43%	3.259	10.768	14.026	14.291	13.213	12.134	7.792	5.532	52.961
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	52,56%	29	88	117	117	117	117	117	3.165	3.633
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	831	2.490	3.321	8.182	2.524	2.652	2.728	32.772	48.858
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Other	Argentina	\$ Arg	23,59%	3.306	19.736	23.042	6.137	959	-	-	-	7.096
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Other	Argentina	US\$	2,53%	1	276	277	-	-	-	-	-	-
Total								20.610	73.672	94.281	80.717	59.924	45.861	30.951	56.127	273.578

ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-06-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Chileno	Dólar	-	-	-
	Dólar	Peso Chileno	-	511.464	9.303
	Dólar	Peso Colombiano	3.305	1.313	275
	Dólar	Soles	104.890	151.785	19.749
	Dólar	Peso Argentino	16.797	3.374	1.827
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			124.992	667.936	31.154

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-06-2017								
			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					
			Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	Peso chileno	Dólares	-	5.787	5.787	6.041	6.388	6.755	6.520	-	25.704
	Dólares	Reales	-	1.433	1.433	114.837	60.659	-	-	2.788	178.284
	Dólares	Soles	6.934	35.132	42.066	28.826	36.128	20.178	7.627	10.013	102.772
	Dólares	Peso Colombiano	-	3.586	3.586	3.015	3.015	3.015	3.015	37.205	49.265
	Dólares	Peso Argentino	-	34.966	34.966	-	-	-	-	-	-
TOTAL PASIVOS			6.934	80.904	87.838	152.719	106.190	29.948	17.162	50.006	356.025

31-12-2016												
PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes						
			Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$	
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	Pesos chileno	6.345	19.035	25.381	25.381	25.381	25.381	25.381	25.381	722.908	824.430
	Dólares	Reales	909	2.728	3.637	41.980	76.648	123	123	123	3.062	121.937
	Dólares	Soles	27.303	42.572	69.876	57.759	27.626	39.700	7.849	15.619	148.553	148.553
	Dólares	Peso Argentino	276	3.180	3.456	3.167	3.167	3.167	3.167	3.167	37.992	50.659
TOTAL PASIVOS			34.833	67.515	102.350	128.287	132.822	68.371	36.520	779.581	1.145.579	

01-01-2016												
PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes						
			Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	Total No Corriente MUS\$	
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	Pesos chileno	4.247	262.332	266.579	55	55	55	55	55	1.188	1.409
	Dólares	Reales	29	88	117	117	117	117	117	117	3.165	3.633
	Dólares	Soles	44.809	45.498	90.307	40.462	48.659	19.052	31.799	14.203	154.174	154.174
	Dólares	Peso Argentino	6.326	2.766	9.092	8.182	2.524	2.652	2.728	2.728	32.772	48.858
TOTAL PASIVOS			55.411	310.684	366.095	48.816	51.355	21.876	34.699	51.328	208.074	

ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	30-06-2017					
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-90 días MUS\$	Morosidad 91-180 días MUS\$	Morosidad superior a 181 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.045.001	429.503	95.587	355.679	1.925.770	127.914
Provisión de deterioro	(12.799)	(22.973)	(57.914)	(305.039)	(398.725)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	389.165	-	-	-	389.165	483.737
Provisión de deterioro	(3.189)	-	-	-	(3.189)	-
Total	1.418.178	406.530	37.673	50.640	1.913.021	611.651

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	31-12-2016					
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-90 días MUS\$	Morosidad 91-180 días MUS\$	Morosidad superior a 181 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	915.190	258.556	65.137	253.979	1.492.862	115.564
Provisión de deterioro	(3.628)	(19.015)	(36.626)	(204.148)	(263.417)	(20.686)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	313.689	-	-	-	313.689	442.334
Provisión de deterioro	(4.277)	-	-	-	(4.277)	-
Total	1.220.974	239.541	28.511	49.831	1.538.857	537.212

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	01-01-2016					
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-90 días MUS\$	Morosidad 91-180 días MUS\$	Morosidad superior a 181 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	904.376	219.178	71.380	236.708	1.796.778	63.296
Provisión de deterioro	(994)	(4.971)	(16.063)	(163.184)	(218.404)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	347.002	-	-	-	799.860	412.243
Provisión de deterioro	(1.957)	-	-	-	(10.194)	-
Total	1.248.427	214.207	55.317	73.524	2.368.040	475.539

- Por tipo de cartera:

Tramos de Morosidad	30-06-2017					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$
Al día	11.959.004	1.080.258	232.681	92.657	12.191.685	1.172.915
Entre 1 y 30 días	3.254.396	219.809	90.192	45.169	3.344.588	264.978
Entre 31 y 60 días	622.167	103.383	25.426	15.522	647.593	118.905
Entre 61 y 90 días	304.433	39.408	12.147	6.212	316.580	45.620
Entre 91 y 120 días	220.302	29.590	8.957	4.693	229.259	34.283
Entre 121 y 150 días	191.981	26.173	8.234	4.767	200.215	30.940
Entre 151 y 180 días	188.575	26.222	8.237	4.142	196.812	30.364
Entre 181 y 210 días	136.666	25.724	6.768	3.284	143.434	29.008
Entre 211 y 250 días	113.258	12.261	5.999	3.912	119.257	16.173
Superior a 251 días	362.180	283.564	58.880	26.934	421.060	310.498
Total	17.352.962	1.846.392	457.521	207.292	17.810.483	2.053.684

Tramos de Morosidad	31-12-2016					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$
Al día	10.715.965	967.518	166.329	63.237	10.882.294	1.030.755
Entre 1 y 30 días	2.751.759	162.593	88.131	8.303	2.839.890	170.895
Entre 31 y 60 días	469.136	55.515	14.112	6.286	483.248	61.801
Entre 61 y 90 días	220.322	20.741	9.659	5.119	229.981	25.859
Entre 91 y 120 días	148.926	20.096	7.085	4.420	156.011	24.517
Entre 121 y 150 días	120.143	17.514	6.750	3.524	126.893	21.038
Entre 151 y 180 días	112.314	16.531	6.248	3.052	118.562	19.583
Entre 181 y 210 días	75.001	6.815	5.098	2.767	80.099	9.582
Entre 211 y 250 días	64.955	5.886	3.840	2.605	68.795	8.491
Superior a 251 días	185.801	222.684	41.014	13.221	226.815	235.905
Total	14.864.322	1.495.893	348.266	112.534	15.212.588	1.608.426

Tramos de Morosidad	01-01-2016					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$
Al día	9.496.241	887.024	195.019	41.380	9.691.260	928.403
Entre 1 y 30 días	2.104.270	92.910	80.275	5.308	2.184.545	98.217
Entre 31 y 60 días	285.256	49.001	6.727	2.708	291.983	51.710
Entre 61 y 90 días	77.855	19.765	7.552	2.325	85.407	22.090
Entre 91 y 120 días	177.160	27.153	5.840	2.065	183.000	29.217
Entre 121 y 150 días	172.778	15.872	6.289	1.905	179.067	17.777
Entre 151 y 180 días	111.678	34.109	6.415	1.631	118.093	35.740
Entre 181 y 210 días	94.221	13.114	4.390	1.545	98.611	14.659
Entre 211 y 250 días	55.382	11.334	4.688	1.447	60.070	12.781
Superior a 251 días	618.700	110.935	8.092	4.890	626.792	115.825
Total	13.193.541	1.261.217	325.287	65.204	13.518.828	1.326.419

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30-06-2017		Saldo al 31-12-2016		Saldo al 01-01-2016	
	Número de Clientes	Monto MUS\$	Número de Clientes	Monto MUS\$	Número de Clientes	Monto MUS\$
Documentos por cobrar protestados	865.313	185.403	1.876.256	39.358	1.872.073	32.886
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	11.569	74.864	5.309	25.738	4.219	22.593
Total	876.882	260.267	1.881.565	65.096	1.876.292	55.479

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y Castigos	Saldo al		
	30-06-2017	31-12-2016	01-01-2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Provisión cartera no repactada	58.095	99.540	38.224
Provisión cartera repactada	1.308	16.309	8.993
Castigos del período	-	-	(34.725)
Recuperos del período	20.932	15.404	22.127
Total	80.335	131.253	34.619

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al					
	30-06-2017		31-12-2016		01-01-2016	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre MUS\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual MUS\$	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre MUS\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual MUS\$	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre MUS\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual MUS\$
Provisión deterioro y recuperos:						
Número de operaciones	2.223.116	3.690.858	4.060.885	10.198.839	199.988	557.364
Monto de las operaciones	80.335	80.335	67.602	132.570	15.550	66.027

ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Cuentas Comerciales por Cobrar	30-06-2017											Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$	Morosidad 91-120 días MUS\$	Morosidad 121-150 días MUS\$	Morosidad 151-180 días MUS\$	Morosidad 181-210 días MUS\$	Morosidad 211-250 días MUS\$	Morosidad superior a 251 días MUS\$	Morosidad superior a 365 días MUS\$		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	255.901	30.325	8.225	3.399	735	1.240	2.009	12.388	695	11.792	87.790	414.499	69.235
-Grandes Clientes	70.610	21.310	794	2.919	126	302	207	11.151	289	3.446	23	111.177	-
-Clientes Institucionales	108.262	-	-	2	-	-	-	239	-	-	-	108.503	67.651
-Otros	77.029	9.015	7.431	478	609	938	1.802	998	406	8.346	87.767	194.819	1.584
Provisión Deterioro (89)	(2.644)	-	(2.856)	(113)	(298)	(149)	(11.595)	(289)	(3.446)	(75.716)	(97.195)	-	-
Servicios no facturados	189.951	8.788	4.521	295	474	893	1.584	710	160	7.958	14.009	229.343	-
Servicios facturados	65.950	21.537	3.704	3.104	261	347	425	11.678	535	3.834	73.781	185.156	69.235
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	789.100	234.653	110.680	42.221	33.548	29.700	28.355	16.620	15.478	40.895	170.021	1.511.271	58.679
-Clientes Masivos	472.797	164.099	77.861	22.475	20.897	18.258	16.354	6.776	5.148	24.217	60.619	889.501	6.266
-Grandes Clientes	170.190	54.746	17.415	5.186	4.730	3.546	3.580	2.902	2.826	7.788	54.822	327.731	10.228
-Clientes Institucionales	146.113	15.808	15.404	14.560	7.921	7.896	8.421	6.942	7.504	8.890	54.580	294.039	42.185
Provisión Deterioro (12.710)	(6.616)	(6.376)	(4.481)	(20.271)	(19.363)	(17.720)	(10.087)	(9.394)	(34.220)	(160.292)	(301.530)	-	-
Servicios no facturados	367.975	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	367.975	-
Servicios facturados	421.125	234.653	110.680	42.221	33.548	29.700	28.355	16.620	15.478	40.895	170.021	1.143.296	58.679
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.045.001	264.978	118.905	45.620	34.283	30.940	30.364	29.008	16.173	52.687	257.811	1.925.770	127.914
Total Provisión Deterioro (12.799)	(9.260)	(6.376)	(7.337)	(20.384)	(19.661)	(17.869)	(21.682)	(9.683)	(37.666)	(236.008)	(398.725)	-	-
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.032.202	255.718	112.529	38.283	13.899	11.279	12.495	7.326	6.490	15.021	21.803	1.527.045	127.914

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las filiales utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Cuentas Comerciales por Cobrar	31-12-2016												Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días			
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	244.108	18.003	4.756	2.495	3.955	2.768	2.174	999	338	14.858	85.582	380.038	51.977	
-Grandes Clientes	92.583	17.436	3.507	286	133	130	292	2	250	14.177	844	129.641	-	
-Clientes Institucionales	100.212	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.212	51.962	
-Otros	51.313	567	1.249	2.209	3.822	2.638	1.882	997	88	681	84.738	150.185	15	
Provisión Deterioro	(2.957)	(11.498)	(2)	(19)	-	(196)	-	(2)	-	(6.758)	(74.811)	(96.244)	-	
Servicios no facturados	97.360	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97.360	-	
Servicios facturados	146.748	18.003	4.756	2.495	3.955	2.767	2.174	999	339	14.858	85.582	282.677	51.977	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	671.082	152.893	57.046	23.364	20.561	18.270	17.408	8.583	8.152	35.320	100.145	1.112.825	63.588	
-Clientes Masivos	441.271	111.365	37.488	13.994	13.617	11.524	11.038	4.521	3.219	28.276	35.967	712.280	26.779	
-Grandes Clientes	154.233	17.150	8.339	3.013	2.656	1.968	2.283	1.627	2.148	4.591	38.843	236.852	9.816	
-Clientes Institucionales	75.578	24.378	11.219	6.357	4.288	4.778	4.087	2.435	2.785	2.453	25.335	163.693	26.993	
Provisión Deterioro	(671)	(3.577)	(2.209)	(1.710)	(11.292)	(12.777)	(12.361)	(6.206)	(4.799)	(24.546)	(87.026)	(167.173)	(20.686)	
Servicios no facturados	326.350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	326.350	-	
Servicios facturados	344.732	152.893	57.046	23.364	20.561	18.270	17.408	8.583	8.153	35.320	100.145	786.474	63.587	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	915.190	170.896	61.802	25.859	24.516	21.038	19.582	9.582	8.490	50.178	185.727	1.492.863	115.565	
Total Provisión Deterioro	(3.628)	(15.075)	(2.211)	(1.729)	(11.292)	(12.973)	(12.361)	(6.208)	(4.799)	(31.304)	(161.837)	(263.417)	(20.686)	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	911.562	155.821	59.591	24.130	13.224	8.065	7.221	3.374	3.691	18.874	23.890	1.229.446	94.879	

Cuentas Comerciales por Cobrar	01-01-2016												Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días			
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	302.074	14.526	5.477	5.575	5.293	5.170	5.448	7.350	167	66.800	-	417.880	78.267	
-Grandes Clientes	148.348	13.269	5.401	5.358	5.258	5.127	5.000	7.312	106	6.150	-	201.329	-	
-Clientes Institucionales	108.141	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108.141	73.746	
-Otros	45.586	1.257	76	217	34	43	448	38	61	60.649	-	108.410	4.522	
Provisión Deterioro	(299)	-	-	(511)	-	-	(585)	(3.852)	-	(63.497)	-	(68.745)	-	
Servicios no facturados	126.343	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126.343	46.460	
Servicios facturados	175.731	14.526	5.477	5.575	5.293	5.170	5.448	7.350	167	66.800	-	291.537	31.808	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	510.476	83.691	46.233	16.514	23.925	12.607	30.292	7.309	12.614	49.026	-	792.686	37.586	
-Clientes Masivos	305.733	51.007	29.636	11.048	7.534	8.086	25.938	3.659	8.670	14.374	-	465.684	18.368	
-Grandes Clientes	140.579	18.119	9.291	1.885	1.543	1.403	1.765	1.081	1.198	30.358	-	207.222	4.823	
-Clientes Institucionales	64.165	14.566	7.306	3.581	14.848	3.119	2.589	2.569	2.746	4.293	-	119.780	14.396	
Provisión Deterioro	(1.676)	(961)	(2.213)	(2.319)	(8.364)	(9.989)	(27.489)	(5.782)	(10.183)	(10.308)	-	(79.284)	-	
Servicios no facturados	244.726	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	244.726	-	
Servicios facturados	265.750	83.691	46.233	16.514	23.925	12.607	30.292	7.309	12.614	49.026	-	547.960	37.586	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	812.550	98.217	51.710	22.090	29.217	17.777	35.740	14.659	12.781	115.825	-	1.210.566	115.854	
Total Provisión Deterioro	(1.976)	(961)	(2.213)	(2.830)	(8.364)	(9.989)	(28.075)	(9.634)	(10.183)	(73.805)	-	(148.029)	-	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	810.574	97.256	49.497	19.260	20.853	7.788	7.665	5.025	2.599	42.020	-	1.062.537	115.854	

- Por tipo de cartera:

Tipos de Cartera	30-06-2017												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	247.207	30.223	8.105	3.341	687	1.202	1.976	12.373	662	98.203	-	403.979	69.235
-Grandes Clientes	70.610	21.310	794	2.919	126	302	207	11.151	289	3.469	-	111.177	-
-Clientes Institucionales	108.262	-	-	2	-	-	-	239	-	-	-	108.503	67.651
-Otros	68.335	8.913	7.311	420	561	900	1.769	983	373	94.734	-	184.299	1.584
Cartera repactada	8.694	102	120	58	48	38	33	15	33	1.379	-	10.520	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	8.694	102	120	58	48	38	33	15	33	1.379	-	10.520	-
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	744.110	189.586	95.278	36.067	28.903	24.971	24.246	13.351	11.599	185.361	-	1.353.472	19.706
-Clientes Masivos	455.131	135.908	67.283	19.372	18.879	16.413	14.981	5.807	4.112	75.374	-	813.260	4.153
-Grandes Clientes	162.293	40.698	15.623	4.619	4.362	3.230	3.238	2.703	2.500	57.725	-	296.991	2.264
-Clientes Institucionales	126.686	12.980	12.372	12.076	5.662	5.328	6.027	4.841	4.987	52.262	-	243.221	13.289
Cartera repactada	44.990	45.067	15.402	6.154	4.645	4.729	4.109	3.269	3.879	25.555	-	157.799	38.973
-Clientes Masivos	17.666	28.191	10.578	3.103	2.018	1.847	1.373	968	1.036	9.466	-	76.246	2.113
-Grandes Clientes	7.897	14.048	1.790	566	368	317	341	199	325	4.885	-	30.736	7.964
-Clientes Institucionales	19.427	2.828	3.034	2.485	2.259	2.565	2.395	2.102	2.518	11.204	-	50.817	28.896
Total cartera bruta	1.045.001	264.978	118.905	45.620	34.283	30.940	30.364	29.008	16.173	310.498	-	1.925.770	127.914

Tipos de Cartera	31-12-2016												
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$	Morosidad 91-120 días MUS\$	Morosidad 121-150 días MUS\$	Morosidad 151-180 días MUS\$	Morosidad 181-210 días MUS\$	Morosidad 211-250 días MUS\$	Morosidad superior a 251 días MUS\$	Morosidad superior a 365 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	235.410	17.955	4.720	2.479	3.920	2.707	2.113	976	313	99.110	-	369.702	51.977
-Grandes Clientes	92.583	17.436	3.507	286	133	130	292	2	250	15.021	-	129.641	-
-Clientes Institucionales	100.212	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.212	51.962
-Otros	42.614	519	1.213	2.193	3.787	2.577	1.820	974	62	84.089	-	139.850	15
Cartera repactada	8.698	48	36	16	35	61	62	23	26	1.330	-	10.335	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	8.698	48	36	16	35	61	62	23	26	1.330	-	10.335	-
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	663.835	144.638	50.795	18.261	16.176	14.807	14.418	5.839	5.573	123.574	-	1.057.917	16.296
-Clientes Masivos	435.534	106.954	33.949	11.521	11.721	10.017	9.765	3.495	2.325	59.644	-	684.924	3.251
-Grandes Clientes	153.523	15.747	7.472	2.153	1.895	1.735	2.123	1.465	1.996	42.587	-	230.696	2.081
-Clientes Institucionales	74.779	21.937	9.374	4.587	2.560	3.055	2.530	879	1.252	21.343	-	142.297	10.964
Cartera repactada	7.247	8.255	6.250	5.103	4.385	3.463	2.990	2.744	2.579	11.891	-	54.908	47.291
-Clientes Masivos	5.737	4.411	3.539	2.473	1.896	1.507	1.273	1.026	894	4.599	-	27.356	23.528
-Grandes Clientes	710	1.404	867	860	761	233	160	162	152	847	-	6.156	7.735
-Clientes Institucionales	800	2.441	1.844	1.770	1.727	1.724	1.557	1.555	1.533	6.445	-	21.396	16.028
Total cartera bruta	915.190	170.895	61.801	25.859	24.517	21.038	19.583	9.582	8.491	235.905	-	1.492.862	115.564

Tipos de Cartera	01-01-2016												
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$	Morosidad 91-120 días MUS\$	Morosidad 121-150 días MUS\$	Morosidad 151-180 días MUS\$	Morosidad 181-210 días MUS\$	Morosidad 211-250 días MUS\$	Morosidad superior a 251 días MUS\$	Morosidad superior a 365 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	295.301	14.494	5.401	5.540	5.258	5.127	5.407	7.312	106	66.250	-	410.196	-
-Grandes Clientes	148.348	13.269	5.401	5.358	5.258	5.127	5.000	7.312	106	6.150	-	201.329	-
-Clientes Institucionales	108.141	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108.141	-
-Otros	38.812	1.225	-	182	-	-	407	-	-	60.100	-	100.726	-
Cartera repactada	6.773	32	76	36	34	43	42	38	61	549	-	7.684	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.773	32	76	36	34	43	42	38	61	549	-	7.684	-
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	507.377	78.416	43.600	14.225	21.895	10.745	28.702	5.801	11.228	44.685	-	766.674	-
-Clientes Masivos	303.648	48.322	27.965	9.601	6.269	6.976	25.030	2.829	7.927	12.196	-	450.763	-
-Grandes Clientes	139.884	16.259	8.924	1.581	1.319	1.170	1.592	907	1.037	5.784	-	178.457	-
-Clientes Institucionales	63.845	13.834	6.712	3.043	14.306	2.599	2.080	2.066	2.264	26.705	-	137.455	-
Cartera repactada	3.099	5.275	2.632	2.289	2.030	1.862	1.590	1.508	1.386	4.341	-	26.012	-
-Clientes Masivos	2.084	2.684	1.671	1.447	1.265	1.110	908	830	743	2.179	-	14.921	-
-Grandes Clientes	695	1.860	367	305	224	232	173	175	161	604	-	4.795	-
-Clientes Institucionales	320	731	594	538	541	520	508	503	482	1.558	-	6.296	-
Total cartera bruta	812.550	98.217	51.710	22.090	29.217	17.777	35.740	14.659	12.781	115.825	-	1.210.566	-

ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

País	COLOMBIA						PERU						ARGENTINA						BRASIL						TOTAL						
	30-06-2017		31-12-2016		01-01-2016		30-06-2017		31-12-2016		01-01-2016		30-06-2017		31-12-2016		01-01-2016		30-06-2017		31-12-2016		01-01-2016		30-06-2017		31-12-2016		01-01-2016		
BALANCE	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	-	-	-	-	440	326	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.100	95	402	10	-	8	1.100	95	402	10	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	113.228	7.884	113.036	9.360	128.552	5.305	46.218	8.045	31.483	7.704	55.685	7.169	141.385	-	89.566	67	37.021	161	235.410	9.066	171.828	9.289	134.876	6.855	536.240	24.995	405.913	26.420	356.134	19.490	
Total Activos Estimado	113.228	7.884	113.036	9.360	128.992	5.631	46.218	8.045	31.483	7.704	55.685	7.169	141.385	-	89.566	67	37.021	161	236.510	9.161	172.230	9.299	134.876	6.863	537.348	25.090	406.915	26.430	356.574	19.534	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	-	-	61	121	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.696	179	-	-	1.560	1.560	5.696	179	-	-	1.621
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	35.171	10.429	41.398	8.010	30.615	7.087	36.419	11.673	6.964	6.700	35.244	6.159	60.713	-	34.118	-	12.063	-	333.242	9.108	178.092	7.554	235.961	5.398	465.545	31.211	260.572	22.264	313.873	18.644	
Total Pasivo Estimado	35.171	10.429	41.398	8.010	30.676	7.208	36.419	11.673	6.964	6.700	35.244	6.159	60.713	-	34.118	-	12.063	-	338.938	9.287	178.692	7.554	237.521	6.958	471.241	31.390	260.972	22.264	315.494	20.325	

RESULTADO	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
	30-06-2017		30-06-2016		30-06-2017		30-06-2016		30-06-2017		30-06-2016		30-06-2017		30-06-2016		30-06-2017		30-06-2016	
	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$
Ventas de Energía	118.069	8.221	118.655	27.974	45.874	7.986	51.353	6.339	150.296	-	126.423	54	243.074	9.549	127.449	7.376	557.313	25.756	423.880	41.743
Compras de Energía	36.675	10.875	32.820	26.197	36.139	11.582	36.490	6.822	63.941	-	40.838	-	346.809	9.625	134.096	6.275	483.564	32.082	244.243	39.293

ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al				Saldo al			
	30-06-2017				31-12-2016				01-01-2016			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Hasta 30 días	-	102.749	406.442	509.191	-	160.571	231.474	392.045	-	151.291	253.025	404.316
Entre 31 y 60 días	-	19.221	62.104	81.325	-	19.314	34.371	53.685	-	18.364	23.159	41.523
Entre 61 y 90 días	-	-	1.159	1.159	-	-	1.815	1.815	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	197	197	-	-	511	511	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	6.264	6.264	-	-	9.039	9.039	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	291.611	291.611	-	-	2.539	2.539	-	-	3.208	3.208
Total	-	121.970	767.778	889.748	-	179.885	279.749	459.634	-	169.655	279.392	449.047

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al				Saldo al			
	30-06-2017				31-12-2016				01-01-2016			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Hasta 30 días	-	-	-	-	-	-	9.857	9.857	-	-	14.433	14.433
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	9.669	9.669	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	14.482	14.482	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	96.176	96.176	-	-	99.782	99.782	-	-	123.221	123.221
Total	-	-	96.176	96.176	-	-	133.790	133.790	-	-	137.654	137.654