



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

**correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de Diciembre de 2016**

ENEL AMÉRICAS S.A. (Ex - ENERSIS AMÉRICAS S.A.) y FILIALES

Miles de Pesos Chilenos

El presente documento consta de 2 secciones:

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



EY Audit SpA
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4
Santiago

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

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Enel Américas S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Américas S.A. y afiliadas, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Para los estados financieros al 31 de diciembre de 2015, no auditamos los estados financieros de ciertas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, cuyos estados financieros reflejan un total de activos que constituyen un 7,4% de los activos totales consolidados, y de ingresos de actividades ordinarias que constituyen un 5,5% de los ingresos de actividades ordinarias totales consolidadas por el año terminado en esa fecha. Adicionalmente, tampoco auditamos los estados financieros de ciertas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, por las cuales se presentan activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, que constituyen un 28,1% de los activos totales al 31 de diciembre de 2015, y una ganancia procedente de operaciones discontinuadas que constituyen un 38,9% de la ganancia total consolidada por el año terminado en esa fecha. Estos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos en dichas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, se basa únicamente en los informes emitidos por esos otros auditores. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

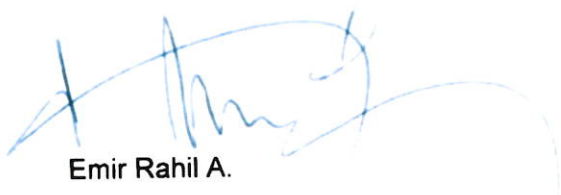


Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Américas S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Emir Rahil A.

EY Audit SpA

Santiago, 24 de febrero de 2017

ENEL AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS AMÉRICAS S.A.) Y FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados
al 31 de diciembre de 2016 y 2015**

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.800.510.297	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	8	91.219.605	68.262.446
Otros activos no financieros corrientes		96.025.225	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	1.030.219.227	1.088.131.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	10	30.541.199	3.566.930
Inventarios corrientes	11	66.410.049	95.057.897
Activos por impuestos corrientes	12	82.325.259	47.454.588
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		3.197.250.861	2.589.625.829
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	-	5.323.935.881
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		3.197.250.861	7.913.561.710
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	8	689.092.438	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes		72.575.180	77.562.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	359.647.596	398.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	240.677	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	1.184.961	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	1.211.846.744	981.399.272
Plusvalía	15	478.509.122	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	16	5.150.337.059	5.003.566.633
Activos por impuestos diferidos	17	120.870.868	109.325.023
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		8.084.304.645	7.535.592.681
TOTAL DE ACTIVOS		11.281.555.506	15.449.154.391

ENEL AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS AMÉRICAS S.A.) Y FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados
al 31 de diciembre de 2016 y 2015**

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	504.684.363	687.873.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.655.340.875	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	111.704.039	109.897.508
Otras provisiones corrientes	22	120.013.445	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	12	134.876.333	142.607.960
Otros pasivos no financieros corrientes		32.171.299	39.226.339
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.558.790.354	2.559.728.698
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	-	1.945.652.102
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.558.790.354	4.505.380.800
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	2.396.753.894	1.847.296.592
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	21	342.774.881	283.544.254
Otras provisiones no corrientes	22	233.279.486	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	17	220.629.657	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	228.525.324	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes		25.553.337	20.100.992
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		3.447.516.579	2.753.965.211
TOTAL PASIVOS		6.006.306.933	7.259.346.011
PATRIMONIO			
Capital emitido	24.1	4.621.809.178	5.804.447.986
Acciones propias en cartera	24.1	(94.046.713)	-
Ganancias acumuladas		2.143.057.158	3.380.661.523
Otras reservas	24.5	(2.520.350.733)	(3.158.960.224)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		4.150.468.890	6.026.149.285
Participaciones no controladoras	24.6	1.124.779.683	2.163.659.095
PATRIMONIO TOTAL		5.275.248.573	8.189.808.380
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		11.281.555.506	15.449.154.391

ENEL AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS AMÉRICAS S.A.) Y FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)		Nota	enero - diciembre	
			2016 (*) M\$	2015 (*) M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	4.768.125.691	4.667.645.310	
Otros ingresos, por naturaleza	25	429.160.279	633.794.268	
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		5.197.285.970	5.301.439.578	
Materias primas y consumibles utilizados	26	(2.645.098.805)	(2.777.201.512)	
Margen de Contribución		2.552.187.165	2.524.238.066	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3 a) 3 d.1	67.246.385	67.101.269	
Gastos por beneficios a los empleados	27	(423.364.098)	(487.698.147)	
Gasto por depreciación y amortización	28	(319.999.041)	(320.542.197)	
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	28	(106.214.656)	(39.811.756)	
Otros gastos por naturaleza	29	(552.700.730)	(488.528.749)	
Resultado de Explotación		1.217.155.025	1.254.758.486	
Otras ganancias (pérdidas)	30	8.209.483	(6.566.225)	
Ingresos financieros	31	186.937.514	294.770.272	
Costos financieros	31	(522.800.993)	(385.455.340)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	1.830.147	3.332.971	
Diferencias de cambio	32	39.850.562	128.238.047	
Resultado por unidades de reajuste	32	(698.141)	(9.266.040)	
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		930.483.597	1.279.812.171	
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	17	(359.368.522)	(523.663.212)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		571.115.075	756.148.959	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	5.1.II.iii	115.130.387	388.320.526	
GANANCIA (PÉRDIDA)		686.245.462	1.144.469.485	
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		383.059.534	661.586.917	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	24.6	303.185.928	482.882.568	
GANANCIA (PÉRDIDA)		686.245.462	1.144.469.485	
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	6,13	8,35	
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	1,57	5,13	
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	7,70	13,48	
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		49.768.783.340	49.092.772.762	
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	6,13	8,35	
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	1,57	5,13	
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	7,70	13,48	
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		49.768.783.340	49.092.772.762	

(*) Resultados de las operaciones en Chile presentados como operaciones discontinuadas (ver Nota 5.1) y otros resultados integrales (ver Nota 5.1)

ENEL AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS AMÉRICAS S.A.) Y FILIALES
**Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza
Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015
(En miles de pesos)**

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - diciembre	
		2016 (*) M\$	2015 (*) M\$
Ganancia (Pérdida)		686.245.462	1.144.469.485
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	23.2.b	(19.879.558)	(19.027.368)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		(19.879.558)	(19.027.368)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		145.304.104	(644.537.672)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		659.734	(442.864)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(14.086.364)	(552.420)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		14.896.221	(155.456.845)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		4.531.325	17.215.453
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		151.305.020	(783.774.348)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		131.425.462	(802.801.716)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		6.486.162	6.018.363
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		6.486.162	6.018.363
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(4.608.636)	36.399.000
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		-	(291)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo		(4.608.636)	36.398.709
Total Otro resultado integral		133.302.988	(760.384.644)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		819.548.450	384.084.841
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		533.275.016	145.175.235
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		286.273.434	238.909.606
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		819.548.450	384.084.841

(*) Resultados de las operaciones en Chile presentados como operaciones discontinuadas y otros resultados integrales.
(Ver Nota 5.1)

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

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015

(En miles de pesos)

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 (1)
Saldo Inicial al 01/01/2016	5.804.447.986	-	(418.992.914)	(9.826.557)	-	(167.739)	(2.628.536.018)	(101.436.996)	(3.158.960.224)	3.380.661.523	6.026.149.285	2.163.659.095	8.189.808.380
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										383.059.534	383.059.534	303.185.928	686.245.462
Otro resultado integral			158.607.583	2.179.035	(8.941.891)	319.842	(127.887)	(1.821.200)	150.215.482	150.215.482	(16.912.494)	133.302.988	
Resultado integral											533.275.016	286.273.434	819.548.450
Dividendos										(196.867.561)	(196.867.561)	(190.520.285)	(387.387.846)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(2.229.108.976)						915.743.914	103.258.196	1.019.002.110	(1.414.854.447)	(2.624.961.313)	(639.795.698)	(3.264.757.011)
Incremento (disminución) por otros cambios	1.046.470.168		-	-	8.941.891	-	(539.549.992)	-	(530.608.101)	(8.941.891)	506.920.176	(494.836.863)	12.083.313
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera		(94.046.713)									(94.046.713)		(94.046.713)
Total de cambios en patrimonio	(1.182.638.808)	(94.046.713)	158.607.583	2.179.035	-	319.842	376.066.035	101.436.996	638.609.491	(1.237.604.365)	(1.875.680.395)	(1.038.879.412)	(2.914.559.807)
Saldo Final al 31/12/2016	4.621.809.178	(94.046.713)	(260.385.331)	(7.647.522)	-	152.103	(2.252.469.983)	-	(2.520.350.733)	2.143.057.158	4.150.468.890	1.124.779.683	5.275.248.573
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Prima de Emisión	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 (1)
Saldo Inicial al 01/01/2015	5.804.447.986	-	35.154.874	(69.404.677)	-	14.046	(2.619.970.627)	(2.654.206.384)	3.051.734.445	6.201.976.047	2.077.242.699	8.279.218.746	
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)									661.586.917	661.586.917	482.882.568	1.144.469.485	
Otro resultado integral			(442.819.275)	(60.939.077)	(12.152.091)	(166.950)	(334.289)	-	(516.411.682)	(516.411.682)	(243.972.962)	(760.384.644)	
Resultado integral										145.175.235	238.909.606	384.084.841	
Dividendos										(320.507.748)	(320.507.748)	(151.308.255)	
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	(11.328.513)	120.517.197	12.152.091	(14.835)	(8.231.102)	(101.436.996)	11.657.842	(12.152.091)	(494.249)	(1.184.955)	
Total de cambios en patrimonio	-	-	(454.147.788)	59.578.120	-	(181.785)	(8.565.391)	(101.436.996)	(504.753.840)	328.927.078	(175.626.762)	86.416.396	
Saldo Final al 31/12/2015	5.804.447.986	-	(418.992.914)	(9.826.557)	-	(167.739)	(2.628.536.018)	(101.436.996)	(3.158.960.224)	3.380.661.523	6.026.149.285	2.163.659.095	8.189.808.380

(1) Ver nota 5.1.II. ii)

ENEL AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS AMÉRICAS S.A.) Y FILIALES
**Estados de Flujo de Efectivo Consolidados
Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015
(En miles de pesos)**

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre	
		2016 M\$	2015 M\$
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		7.115.644.913	8.983.646.820
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		33.855.586	40.395.210
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		11.554.520	24.800.978
Otros cobros por actividades de operación		406.066.541	593.726.467
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(3.385.083.048)	(4.875.217.622)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(459.014.411)	(554.559.784)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(8.984.406)	(14.484.698)
Otros pagos por actividades de operación	7.f	(1.564.758.074)	(1.572.807.177)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(377.099.387)	(451.694.741)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(59.942.762)	(250.354.851)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.712.239.472	1.923.450.602
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	7.d	-	6.639.653
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(3.004)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		507.884.254	395.810.811
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(498.511.704)	(353.112.647)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		-	(2.550.000)
Préstamos a entidades relacionadas		(23.139.778)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		69.660.900	49.916
Compras de propiedades, planta y equipo		(557.243.206)	(1.090.624.099)
Compras de activos intangibles		(274.461.262)	(271.937.266)
Recursos por ventas de otros activos a largo plazo		-	1.729.727
Compras de otros activos a largo plazo		-	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(5.877.542)	(6.888.344)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		7.446.742	17.266.466
Cobros a entidades relacionadas		171.001.337	-
Dividendos recibidos		1.183.497	11.313.451
Intereses recibidos		85.494.100	58.724.646
Otras entradas (salidas) de efectivo		19.594.150	18.278.638
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(496.971.516)	(1.215.299.048)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control		-	(2.374.346)
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		(94.046.713)	-
Total importes procedentes de préstamos		1.066.820.517	475.558.223
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		913.506.531	105.645.839
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		153.313.986	369.912.384
Préstamos de entidades relacionadas		72.355.078	-
Pagos de préstamos		(699.474.041)	(614.937.402)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(20.851.905)	(19.737.180)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(71.836.483)	-
Dividendos pagados		(431.317.234)	(612.045.894)
Intereses pagados		(243.555.814)	(266.756.065)
Otras entradas (salidas) de efectivo	7.e	(317.744.798)	(19.921.715)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(739.651.393)	(1.060.214.379)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los		475.616.563	(352.062.825)
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		(4.531.455)	(23.287.179)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		471.085.108	(375.350.004)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	7.c	1.329.425.189	1.704.775.193
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	7.c	1.800.510.297	1.329.425.189

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

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	12
2.1	Principios contables	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.	13
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	17
2.4	Sociedades filiales	18
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación	18
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.....	19
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	22
a)	Propiedades, planta y equipo.....	22
b)	Plusvalía	24
c)	Activos intangibles distintos de la plusvalía	24
c.1)	Concesiones.....	24
c.2)	Gastos de investigación y desarrollo	25
c.3)	Otros activos intangibles.....	25
d)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	25
e)	Arrendamientos.....	26
f)	Instrumentos financieros.....	27
f.1)	Activos financieros no derivados	27
f.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	28
f.3)	Deterioro de valor de los activos financieros.....	28
f.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	28
f.5)	Derivados y operaciones de cobertura	28
f.6)	Baja de activos y pasivos financieros	29
f.7)	Compensación de activos y pasivos financieros	30
f.8)	Contratos de garantías financieras	30
g)	Medición del valor razonable	30
h)	Inversiones contabilizadas por el método de participación	31
i)	Inventarios	32
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	32
k)	Acciones propias en cartera.....	33
l)	Provisiones	33
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	33
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	34
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	34
o)	Impuesto a las ganancias	34
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos	35
q)	Ganancia (pérdida) por acción.....	36
r)	Dividendos	36
s)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	37
t)	Estado de flujos de efectivo	37
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	38
a)	Marco regulatorio:	38
b)	Revisiones tarifarias:.....	49

5.	ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.....	54
6.	COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – FUSIÓN POR ABSORCIÓN ENTRE CODENSA S.A. Y DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. (DECSA) Y EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. (EEC).....	58
7.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	61
8.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	63
9.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	63
10.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	65
10.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	65
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	65
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	66
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:.....	67
10.2	Directorio y personal clave de la gerencia.....	68
10.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	70
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	70
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	70
10.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	70
11.	INVENTARIOS.....	71
12.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	71
13.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	72
13.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	72
14.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	74
15.	PLUSVALÍA.....	76
16.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	77
17.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	81
a)	Impuesto a las ganancias.....	81
b)	Impuestos diferidos.....	82
18.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	84
18.1	Préstamos que devengan intereses.....	84
18.2	Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	86
18.3	Obligaciones con el Público Garantizadas.....	86
18.4	Deuda de cobertura.....	89
18.5	Otros aspectos.....	89
19.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	89
19.1	Riesgo de tasa de interés.....	89
19.2	Riesgo de tipo de cambio.....	90
19.3	Riesgo de “commodities”.....	90
19.4	Riesgo de liquidez.....	90
19.5	Riesgo de crédito.....	91
19.6	Medición del riesgo.....	91
20.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	92
20.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	92
20.2	Instrumentos derivados.....	93
20.3	Jerarquías del valor razonable.....	95
21.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	96
22.	PROVISIONES.....	97
23.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	98
23.1	Aspectos generales:.....	98
23.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	99
24.	PATRIMONIO.....	104
24.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	104
24.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	107
24.3	Gestión del capital.....	107

24.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales	107
24.5	Otras Reservas	108
24.6	Participaciones no controladoras	109
25.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS	110
26.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	111
27.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	111
28.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	111
29.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	112
30.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	112
31.	RESULTADO FINANCIERO.....	113
32.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO	114
32.1	Criterios de segmentación	114
32.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	116
32.3	Países	119
32.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países	122
33.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	128
33.1	Garantías directas.....	128
33.2	Garantías Indirectas.....	128
33.3	Litigios y arbitrajes	129
33.4	Restricciones financieras	143
33.5	Otras informaciones	147
34.	DOTACIÓN.....	154
35.	SANCIONES.....	155
36.	MEDIO AMBIENTE.....	158
37.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES	160
38.	HECHOS POSTERIORES	162
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS AMÉRICAS.....	164
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN	165
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS.....	166
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA	167
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	172
	ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012	173
	ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	176
	ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE	180
	ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES	181

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

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015

(En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

Enel Américas (Ex - Enersis Américas S.A.) (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, mediante modificación de los estatutos, la compañía pasó a llamarse Enersis S.A. Con fecha 1 de marzo de 2016, se modificó su razón social mediante reforma de estatutos, pasando la compañía a llamarse Enersis Américas S.A. Finalmente, en el contexto del proceso de reorganización societaria (ver Nota 5.1), la existencia de la compañía bajo su actual nombre, Enel Américas S.A., data del 1 de diciembre de 2016, cuando se modificó su razón social mediante reforma de estatutos. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 10.324 trabajadores al 31 de diciembre de 2016. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2016 fue de 10.350 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 34.

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 2015 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2016, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 28 de abril de 2016, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2016, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 24 de febrero de 2017, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus filiales al 31 de diciembre de 2016 y 2015, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados en esas fechas.

Estos estados financieros consolidados 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 importe menor entre el valor contable y el valor razonable menos costos de venta (ver Nota 3.g y 3.j).

Los presentes estados financieros consolidados 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 se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional de la Sociedad Matriz y de presentación del Grupo. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.7 y 3.m.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2016:

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para periodos anuales iniciados a partir del:
<p>Enmienda a NIIF 11: Adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas</p> <p><i>Esta enmienda a NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos" requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.</i></p>	1 de enero de 2016
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014)</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5 "Activos no Corrientes Disponibles para la Venta y Operaciones Discontinuas", NIIF 7 "Instrumentos Financieros: Información a Revelar", NIC 19 "Beneficios a los Empleados" y NIC 34 "Información Financiera Intermedia".</i></p>	1 de enero de 2016
<p>Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización</p> <p><i>La enmienda a NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo" prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38 "Activos Intangibles", la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangibles el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.</i></p>	1 de enero de 2016
<p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</p> <p><i>Esta modificación a la NIC 27 "Estados Financieros Separados" permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.</i></p>	1 de enero de 2016
<p>Enmienda a NIC 1: Iniciativa sobre información a revelar</p> <p><i>El IASB emitió enmiendas a la NIC 1 "Presentación de Estados Financieros", como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas con el objetivo de alentar a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.</i></p>	1 de enero de 2016
<p>Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación</p> <p><i>Estas modificaciones de alcance restringido a la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados", NIIF 12 "Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades" y NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos" aclaran la aplicación de la excepción de consolidación para las entidades de inversión y sus subsidiarias. Las modificaciones además disminuyen las exigencias en circunstancias particulares, reduciendo los costos de la aplicación de las Normas.</i></p>	1 de enero de 2016

Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2016, no han tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados de Enel Américas y filiales.

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

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

Nuevas Normas	Aplicación obligatoria para periodos 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 sustituye a la NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición” y a todas las versiones anteriores de la NIIF 9. Este nuevo estándar reúne los resultados de las tres fases del proyecto del IASB sobre instrumentos financieros: clasificación y medición, deterioro y contabilidad de cobertura.

La NIIF 9 es efectiva para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y se permite su adopción anticipada. La norma tiene muchas reglas específicas de transición, excepciones y exenciones, pero, con carácter general, se aplicará retroactivamente, salvo la mayor parte de los requisitos de la contabilidad de coberturas, que serán prospectivos. La NIIF 9 no requiere re-exresar periodos anteriores de manera obligatoria. El grupo no tiene previsto adoptar la norma anticipadamente.

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 periodo de implementación. Sin embargo, el Grupo ha realizado una evaluación preliminar del impacto potencial, que 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.

ii) Clasificación y medición

La NIIF 9 introduce un nuevo enfoque de clasificación de 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;
- valor razonable con cambios en otro resultado integral; o
- valor razonable con cambios en resultados

Respecto a los *pasivos financieros*, la NIIF 9 conserva en gran medida los requisitos existentes en la NIC 39 para su clasificación. No obstante, hay nuevos requisitos contables para los pasivos valorados bajo la opción de designación inicial a valor razonable con cambios en resultados. En este caso, los cambios en el valor razonable originados por la variación del “riesgo de crédito propio” se registran en otro resultado integral.

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 31 de diciembre de 2016, no hubieran generado efectos significativos en los estados financieros consolidados.

ii) Deterioro

El nuevo modelo de deterioro 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. El Grupo preliminarmente estima que aplicará el enfoque simplificado a todas las cuentas comerciales por cobrar.

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).

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 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 NIIF 9. Enel Américas evaluará los posibles cambios relacionados con la contabilización del valor temporal de las opciones, los puntos forward o el diferencial de la base monetaria con mayor detalle en el futuro.

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

El IASB emitió en mayo de 2015 la NIIF 15, y establece un modelo de cinco pasos para contabilizar los ingresos derivados de contratos con clientes. De acuerdo a la NIIF 15, 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.

La nueva norma de ingresos reemplazará 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 aplicará 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 periodo de presentación anual que incluya la fecha de aplicación inicial.

El Grupo ha realizado una evaluación preliminar de la NIIF 15, determinando que, de haberse aplicado esta normativa al 31 de diciembre de 2016, no se habrían generado efectos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

• **NIIF 16 “Arrendamientos”**

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 por el IASB, y establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos. 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 periodos 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.

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.

- 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 un activo por el derecho de uso del bien y un pasivo por las cuotas futuras a pagar. 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.

El Grupo está actualmente realizando una evaluación inicial del impacto potencial de NIIF 16 en los estados financieros consolidados. El efecto cuantitativo dependerá, entre otras cosas, 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 periodos anuales iniciados a partir del:
<p>CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada</p> <p><i>Esta interpretación se refiere al 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>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 las siguientes normas: NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF”, NIIF 12 “Información a revelar sobre participaciones en otras entidades” y NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos”.</i></p>	<p>NIIF 12: 1 de enero de 2017</p> <p>NIIF 1: 1 de enero de 2018</p> <p>NIC 28: 1 de enero de 2018</p>

<p>Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones</p>	<p>1 de enero de 2018</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) transacciones de pago basados en acciones con características de liquidación neta en la retención de las obligaciones tributarias; 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>	
<p>Enmienda a NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión</p>	<p>1 de enero de 2018</p>
<p><i>El IASB emitió esta enmienda para aclarar si un cambio en la intención de la administración es insuficiente por sí misma para justificar que una propiedad previamente reconocida sea reclasificada de la categoría de propiedad de inversión.</i></p>	
<p>Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos</p>	<p>Por determinar</p>
<p><i>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” 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>	

La Administración estima que la CINIIF 22 y las enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enel Américas y filiales.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados 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 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 3.c.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.d).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.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 3.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 3.l.1 y 23).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g y 20).

- 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 3.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 3.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 (ver Nota 3.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, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos períodos, 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 reevaluará 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, 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 5.1, 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 5.1.

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 conjuntos. El impacto de esta transacción en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016 se detalla en la Nota 6.

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 48,40% y 37,73% 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 3.h.

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, 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 3.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, 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 extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno 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 24.2).
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. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados 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 16.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 16.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 22).

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 – 90
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 – 90
Equipo electromecánico	10 – 80
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	71 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	7 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	71 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	71 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	11 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	15 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	3 años
Compañía de Interconexión Energética 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 periodo 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 3.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 (menor valor de inversiones o fondos de comercio), 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 periodo 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 del peso chileno se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a pesos chilenos 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 periodo (ver Nota 3.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 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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 ejercicios 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 periodo 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 3.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
Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1996	30 años	11 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1997	30 años	12 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 3.f.1 y Nota 8).

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 periodo 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. Las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2016 y 2015, fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)	
		31-12-2016 (*)	31-12-2015
Argentina	Peso argentino	11,1% - 11,1%	11,1%
Brasil	Real	4,6% - 5,9%	4,1% - 5,6%
Perú	Sol	3,2% - 4,5%	3,1% - 4,8%
Colombia	Peso colombiano	3,8% - 3,8%	3,5% - 5,2%

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 y 2015, fueron las siguientes:

País	Moneda	Diciembre 2016		Diciembre 2015	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	29,8%	40,6%	32,7%	39,4%
Brasil	Real	11,0%	21,8%	11,1%	21,1%
Perú	Sol	7,2%	11,5%	7,3%	13,5%
Colombia	Peso colombiano	10,0%	10,7%	8,5%	15,1%

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 periodos 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 periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro reconocidas no son reversadas en periodos 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 3.h y 13) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.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 8).

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 9).
- 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 8 y 20).
- En el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.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 3.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 20, 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 3.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 3.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 3.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 20.3.

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, 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 periodo.

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 periodo 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 periodo, 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 periodo, 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 periodo, 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 periodo, 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 ejercicio 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 periodo 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 periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo.

Durante los ejercicios 2016 y 2015, 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 periodo, 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.

4. 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 (ex Central Costanera), Enel Generación El Chicón (ex Hidroeléctrica 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.

La SE mediante la Resolución N° 529/2014, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2013 según Resolución 95/2013. Se incrementó en 25% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas. Los costos variables se ajustaron un 41% para plantas térmicas y un 25% para hidráulicas y se fijó una remuneración variable nueva por operar con biodiesel. La remuneración adicional

aumentó un 25% para los térmicos y se creó un nuevo cargo para mantenimientos no recurrentes de Arg\$ 21 (aproximadamente Ch\$ 883) por MWh para los ciclos combinados y Arg\$ 24 (aproximadamente Ch\$ 1.010) por MWh para el resto de la generación térmica. Esta resolución fue aplicada de manera retroactiva desde febrero de 2014.

La SE mediante la Resolución N° 482/2015, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2014 según Resolución N° 529/2014. Se incrementó en un 28% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas y en un 64% para centrales hidráulicas medianas. Los costos variables se ajustaron en un 23%, se exceptuó del pago del cargo variable de transporte eléctrico a las centrales hidroeléctricas y se estableció un nuevo esquema de incentivos a la producción y la eficiencia operativa para centrales térmicas. La remuneración adicional aumentó en un 26% para los térmicos y en un 10% para las centrales hidráulicas medianas. El cargo para mantenimientos no recurrentes de centrales térmicas se incrementó en un 17% y se creó el mismo concepto para las centrales hidráulicas con un valor de Arg\$ 8 (aproximadamente Ch\$ 337) por MWh. Finalmente, se creó un nuevo cargo, de Arg\$ 15,8 (aproximadamente Ch\$ 665) por MWh para centrales térmicas y de Arg\$ 6,3 (aproximadamente Ch\$265) por MWh para centrales hidráulicas, con el objetivo de financiar inversiones, el cual se aplicó a contar de febrero de 2015 y será efectivo hasta diciembre de 2018 solo para aquellos generadores que participen en los proyectos. La nueva generación tendrá una remuneración adicional igual al 50% de la remuneración adicional directa según tecnología por el lapso de 10 años. Esta resolución fue aplicada de manera retroactiva desde febrero de 2015.

El 30 de marzo de 2016, la SE mediante Resolución N° 22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015. Es importante destacar que los aumentos fueron practicados sobre los conceptos remunerativos que son cobrados por los generadores. Los incrementos en la remuneración de los costos fijos fueron de un 70% para las unidades térmicas y de un 120% para las centrales hidroeléctricas. En el caso de la remuneración por los costos variables, el aumento en los generadores térmicos e hidroeléctricos fue de un 40%. La remuneración por mantenimiento no recurrente se incrementó en un 60% para los térmicos y en un 25% para los hidroeléctricos, mientras que la remuneración adicional no tuvo variaciones. La aplicación de esta resolución se hizo de manera retroactiva desde febrero 2016.

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 hasta el 13 de enero de 2017, considerando particularmente el aporte de los anteproyectos que se presenten con responsabilidad en el suministro de combustibles para la generación de energía eléctrica.

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 periodo de verano, el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por periodo 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 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). Así mismo 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.

El 25 de noviembre de 2014, la ANEEL aprobó los nuevos límites del PLD para el año 2015. Se modificaron los límites máximo (disminución desde R\$ 823 a R\$ 388 por MWh) y mínimo (aumento de R\$ 16 a R\$ 30 por MWh).

El principal efecto de los nuevos límites es la reducción del impacto financiero de las distribuidoras a posibles riesgos futuros de exposición contractual de energía en el mercado spot, como fue el caso del año 2014 donde el precio spot estuvo en el límite máximo durante gran parte del año. Desde el punto de vista de generación, el nuevo precio máximo también mitiga los riesgos de exposición económica y financiera no recuperable, cuando la producción está por debajo de los valores contractuales. Por otro lado, se reduce la posibilidad de vender excesos de energía con mayores precios, los generadores actualmente pueden dividir su energía libre entre los meses del año (racionalización) lo que les permite incrementar sus ingresos vendiendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

Anualmente, ANEEL ratifica vía resolución los valores mínimos y máximos del PLD, para el año 2016 el límite máximo y mínimo del PLD fue fijado en R\$422,56 (aproximadamente Ch\$ 86.833) por MWh y R\$30,25 (aproximadamente Ch\$ 6.216) por MWh, respectivamente. Dichos PLDs consideran la estimación de costos de la mega planta hidroeléctrica de Itaipú, la cual tendrá en 2016 una tarifa de 25,78 (aproximadamente Ch\$ 17.241) USD/kW.

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 Ampla y Abril para 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 Ampla y Coelce, 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).

	Descripción	Aplicada cuando CMO (R\$/MWh)	Adicional en Tarifa (R\$/MWh)
Verde	Condiciones favorables de generación de energía	<211,28	Sin adicional
Amarilla	Condiciones de generación menos favorables	>211,28<422,56	+ 0,015
Roja 1	Condiciones más costosas de generación	>422,56>610,00	+ 0,030
Roja 2	Condiciones más costosas de generación	>610,00	+ 0,045

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.

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.

Prorrateo 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 prorrateo 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

Ampla y Coelce, 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.

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 el desarrollo de las actividades eléctricas en Perú son: la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832), la Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, la Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) y su Reglamento, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, y el Decreto Legislativo N° 1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.

La Ley 28.832, tiene como objetivos asegurar en forma suficiente una generación eficiente que reduzca el riesgo de volatilidad de precios y el racionamiento, propiciando un establecimiento de precios de mercado basados en la

competencia, planificar y asegurar un mecanismo que garantice la expansión de la red de transmisión, así como permitir también la participación de los Grandes Usuarios Libres y Distribuidores en el mercado de corto plazo. En este sentido, con la finalidad de incentivar las inversiones en generación eficiente y la contratación con empresas distribuidoras, se promovieron licitaciones de contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes. Al respecto, las empresas distribuidoras deben iniciar los procesos de licitación por lo menos con tres años de anticipación a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura.

La expansión de la transmisión debe ser planificada mediante un Plan de Transmisión de carácter vinculante, elaborado por el Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (“COES SINAC”) y aprobada por el Ministerio de Energía y Minas (“MINEM”) previa opinión favorable de OSINERGMIN. Se distinguen dos tipos de instalaciones: a) El Sistema Garantizado de Transmisión, que es remunerado por la demanda y b) El Sistema Complementario de Transmisión, que es remunerado en forma compartida por los generadores y la demanda.

En cuanto al COES SINAC, éste organismo tiene por finalidad coordinar la operación al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, planificar la Transmisión y administrar el Mercado de Corto Plazo. Está conformado por los Generadores, Transmisores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres (usuarios con demandas iguales o superiores a 10 MW), integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Los generadores pueden vender su energía a: (i) Empresas Distribuidoras por medio de contratos licitados o contratos bilaterales regulados, (ii) Clientes libres y (iii) Mercado Spot donde se transan excedentes de energía entre compañías generadoras. Los generadores también obtienen un pago por la potencia firme que aportan al sistema y que cubre la demanda máxima más un margen de reserva, pago que es independiente de su despacho.

La formación del precio spot en Perú no refleja necesariamente los costos del sistema, al definirse un costo marginal idealizado y al tener las centrales a gas natural la posibilidad de declarar precios de gas. En relación al costo marginal idealizado, considera, que no existen restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad; y además define un precio techo para el mercado. Esto fue establecido en una normativa de emergencia surgida en 2008 (Decreto de Urgencia 049 de 2008) la que se mantendrá vigente hasta el 1 de octubre de 2017 (Ley N° 30513).

El Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 de septiembre de 2015, modifica aspectos del marco vigente, entre los cuales se mencionan los siguientes:

- En las tarifas de distribución, el cálculo del Valor Agregado de Distribución (“VAD”) y de la Tasa Interna de Retorno (“TIR”) se efectuará individualmente para cada empresa de Distribución con más de 50 mil clientes.
- El MINEM definirá una Zona de Responsabilidad Técnica (ZRT) para cada Distribuidor, considerando preferentemente el ámbito de las Regiones donde opera (próximas a su zona de concesión). Las obras ejecutadas en las ZRT deberán ser aprobadas por el Distribuidor, y éste tendrá la prioridad para ejecutarlas o podrán serles transferidas posteriormente. Se reconocerá un VAD por inversión y costos reales auditados (con un tope máximo).
- Incorpora al VAD un cargo para la Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética en Distribución.
- Incorpora un factor de ajuste al VAD que promueve la calidad del servicio en Distribución.
- Establece la obligación de los Distribuidores de garantizar por 24 meses su demanda regulada.
- Obligación del Distribuidor de efectuar obras de electrificación de habilitaciones urbanas o efectuar la devolución de la contribución a partir de que se alcance un 40% de habitabilidad.
- En cuanto a las concesiones, limita a 30 años aquellas derivadas de licitaciones, necesidad de informe favorable de gestión de cuencas para la generación hidráulica, otorgamiento y caducidad de concesiones eléctricas por Resolución Ministerial.
- Establece un marco general para la generación distribuida con energías renovables no convencionales y cogeneración, que les permita inyectar excedentes al sistema de distribución sin afectar la seguridad operacional.

La publicación de las modificaciones a los reglamentos existentes y de los nuevos reglamentos derivados de este Decreto se ha venido efectuando desde el año 2016, para su posterior implementación.

El 24 de julio de 2016, el MINEM publicó el Decreto Supremo N° 018-2016-EM, el cual modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Reglamento de Transmisión y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

El 28 de julio de 2016, el MINEM publicó el Decreto Supremo N° 026-2016-EM, el cual aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (“Reglamento MME”). Los principales aspectos del Reglamento MME son; la aprobación del Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad, Incorporación de 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: (i) los generadores para atender sus contratos de suministro; (ii) los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y (iii) los grandes usuarios, para atender hasta por un 10% de su máxima demanda.

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (“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.

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. 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. 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 (“FNCE”) 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 Perú*, existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de Energías Renovables No Convencionales (“ERN”) 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 USD/MWh y para la solar de 59 USD/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.

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 (“INDECOP”), 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 contemplan 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 (M\$ 611.971.270).

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.

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 Coelce cada 4 años y en Ampla 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 Ampla y Coelce, 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 Ampla 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, Coelce 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 Coelce 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.

Ampla 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 Coelce, 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 Coelce 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 un nuevo proyecto 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 lo relacionado con el cargo de comercialización regulado, en enero de 2015, la CREG expidió la Resolución 180 de 2014, en la que se definió la nueva metodología de remuneración de comercialización. La aprobación de un nuevo costo base de comercialización para Codensa se realizó en diciembre de 2015 mediante Resoluciones CREG N° 120 y N° 191.

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, de acuerdo con la circular CREG N° 098 de 2016, la Comisión publicó la agenda indicativa del año 2017 donde señala que en el primer trimestre de ese año, se publicará 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 periodo 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.

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

5.1.- 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 24.1.1.

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 3.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 31 de diciembre de 2015:

	01-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS		
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo	161.018.932	144.261.845
Otros activos financieros corrientes	568.475	16.313.194
Otros activos no financieros corriente	5.815.999	3.984.943
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	583.273.636	596.364.468
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	32.782.254	23.611.569
Inventarios	42.865.038	42.616.615
Activos por impuestos corrientes	27.567.612	20.306.212
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	853.891.946	847.458.846
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Otros activos financieros no corrientes	25.145.235	21.750.452
Otros activos no financieros no corrientes	5.631.227	4.769.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	14.550.780	14.392.223
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	32.780.878	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	42.372.945	42.879.326
Plusvalía	887.257.655	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	3.444.874.361	3.429.167.797
Propiedad de inversión	8.152.496	8.150.987
Activos por impuestos diferidos	21.513.079	22.392.339
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	4.482.278.656	4.476.477.035
TOTAL DE ACTIVOS	5.336.170.602	5.323.935.881
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros corrientes	27.396.476	27.921.725
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	512.636.625	554.915.972
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	59.888.535	55.238.930
Otras provisiones corrientes	9.265.833	16.329.195
Pasivos por impuestos corrientes	20.652.997	15.119.789
Otros pasivos no financieros corrientes	9.168.651	6.120.658
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	639.009.117	675.646.269
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros no corrientes	905.387.924	917.197.790
Otras cuentas por pagar no corrientes	4.883.177	6.034.216
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	251.527	97.186
Otras provisiones no corrientes	56.116.139	56.116.140
Pasivo por impuestos diferidos	238.227.605	235.101.356
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	55.697.489	55.023.456
Otros pasivos no financieros no corrientes	435.673	435.689
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.260.999.534	1.270.005.833
TOTAL PASIVOS	1.900.008.651	1.945.652.102

(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 M\$	31-12-2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	10.192.702	12.423.692
Coberturas de flujo de caja	(112.912.093)	(121.503.052)
Remediación de activos disponibles para la venta	14.841	14.835
Otras reservas	(553.646)	7.736.853
Total	(103.258.196)	(101.327.672)

(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 y 31 de diciembre de 2015:

ESTADO DE RESULTADOS Ganancia (pérdida)	29-02-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	402.810.199	2.382.671.016
Otros ingresos, por naturaleza	2.561.433	14.735.951
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	405.371.632	2.397.406.967
Materias primas y consumibles utilizados	(236.672.086)	(1.481.985.559)
Margen de Contribución	168.699.546	915.421.408
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3.367.108	21.004.053
Gastos por beneficios a los empleados	(16.099.065)	(136.554.721)
Gasto por depreciación y amortización	-	(153.201.662)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(968.888)	3.054.903
Otros gastos por naturaleza	(16.591.065)	(125.849.781)
Resultado de Explotación	138.407.636	523.874.200
Otras ganancias (pérdidas)	-	20.055.745
Ingresos financieros	2.563.118	15.270.169
Costos financieros	(8.616.990)	(61.616.349)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.293.725	8.905.045
Diferencias de cambio	(21.263)	(13.394.762)
Resultado por unidades de reajuste	267.856	4.839.077
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	133.894.082	497.933.125
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(18.763.695)	(109.612.599)
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	115.130.387	388.320.526
Ganancia (Pérdida) operaciones discontinuadas atribuibles a:		
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	77.879.507	293.190.772
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	37.250.880	95.129.754
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	115.130.387	388.320.526

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 32 "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 y 31 de diciembre de 2015, dichos resultados forman parte de los Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	29-02-2016 M\$	31-12-2015 M\$
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	115.130.387	388.320.526
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	-	(4.320.290)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	(1.875.159)	162.373
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	10	-
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(13.822.107)	(577.862)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	12.652.797	(90.724.491)
Total Otro Resultado Integral de Operaciones Discontinuadas	(3.044.459)	(95.460.270)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	112.085.928	292.860.256
Resultado integral de operaciones discontinuadas atribuible a:		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	76.058.307	235.061.432
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	36.027.621	57.798.822
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	112.085.928	292.860.254

(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 y 31 de diciembre de 2015:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS	29-02-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	151.998.467	576.531.527
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(46.141.505)	(296.741.342)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(88.197.076)	(273.442.450)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	17.659.886	6.347.735
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(902.799)	4.898.483
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	16.757.087	11.246.218
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	144.261.845	133.015.627
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	161.018.932	144.261.845

6. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – 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 M\$ 23.390.629 (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 M\$ 65.341.964 y la ganancia consolidada antes de impuesto se habría incrementado en M\$ 2.423.521. 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%
	M\$
Valor razonable de Codensa (1)	1.875.423.238
Valor razonable de la contraprestacion transferida	23.390.629

- (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 M\$ 238.400 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 M\$
Efectivo y equivalentes de efectivo	6.127.946
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar (1)	12.751.001
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1.502.225
Inventarios	1.608.438
Propiedades, planta y equipo	93.511.064
Activos intangibles distintos de la plusvalía	411.784
Otros activos no financieros	663.441
Activos por impuestos corrientes	3.507.502
Activo por impuestos diferidos	17.662.826
Otros pasivos financieros	(28.483.692)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(12.939.218)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	(1.062.825)
Provisiones por beneficios a los empleados	(20.554.698)
Otras provisiones (2)	(8.124.519)
Pasivos por impuestos corrientes	(2.989.013)
Pasivo por impuesto diferido	(16.368.227)
Total	47.224.035

- (1) El monto bruto de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar es de M\$ 13.252.618, de los cuales se estima que M\$290.777 sean incobrables.
- (2) En la fecha de adquisición, se ha identificado una provisión por pasivos contingentes con un valor razonable de M\$4.397.771, 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.

	M\$
Contraprestación transferida	23.390.629
Valor razonable de participación pre-existente	19.124.743
Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables	(47.224.035)
Ganancia reconocida en transacción de adquisición en condición muy ventajosa	(4.708.663)

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. (Ver Nota 30).

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 M\$ 11.556.684. 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 libras.

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 M\$ 2.456.619.

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. (Ver Nota 30)

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

- a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo en caja	1.375.922	7.718.308
Saldos en bancos	413.804.373	194.453.214
Depósitos a corto plazo	1.166.207.164	573.985.007
Otros instrumentos de renta fija	219.122.838	409.006.815
Total	1.800.510.297	1.185.163.344

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	
		31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	633.810.173	835.468.993
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Argentinos	143.806.314	44.883.600
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Colombianos	274.980.582	156.731.922
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Real Brasileño	199.097.354	91.204.686
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Nuevo Sol Peruano	101.652.919	34.749.661
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	US\$ Estadounidenses	447.162.955	22.124.482
Total	Total	1.800.510.297	1.185.163.344

- 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 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Saldo al	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.800.510.297	1.185.163.344
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	-	144.261.845
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.800.510.297	1.329.425.189

(*) Ver nota 5.1.II.i).

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

Pérdida de control en subsidiarias	Saldo al	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Importe recibido por la venta de subsidiarias	-	25.000.000
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades vendidas	-	(18.360.347)
Total neto	-	6.639.653

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

Otros pagos de actividades de financiación	Por los ejercicios terminados	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo y efectivos equivalentes transferidos a Enel Chile (1)	(161.018.932)	-
Pagos por operaciones Swap	(83.595.247)	(3.060.551)
Otros pagos de actividades de financiación	(73.130.619)	(16.861.164)
Total otros pagos de actividades de financiación	(317.744.798)	(19.921.715)

- (1) Como consecuencia de la materialización de la división de Enel Américas (ver nota 5.1), 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 Caja:

Otros pagos por actividades de operación	Por los ejercicios terminados	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Pagos por otros impuestos (VAT, ICMS, PIS/COFINS, impuesto a las ventas, impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(830.568.886)	(809.173.431)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(306.234.566)	(353.788.383)
Pagos por la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) (3)	(168.950.353)	(112.994.353)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(259.004.269)	(296.851.010)
Total otros pagos por actividades de operación	(1.564.758.074)	(1.572.807.177)

- (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 M\$ 579.888.468 y M\$ 515.723.919 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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 M\$ 137.330.605 y M\$ 137.511.696 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente.
 - Pagos por impuestos a las ventas en Perú por M\$ 59.561.466 y M\$ 50.560.335 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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.

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

Otros activos financieros (*)	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez		-	1.277.058	616.296
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (2)		-	687.458.647	487.893.679
Activos mantenidos hasta el vencimiento (1)	25.201.114	27.195.496	36.272	39.673
Instrumentos derivados de cobertura	173.106	1.172.125	-	978.556
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (1)	44.019.453	35.467.539	320.461	-
Instrumentos derivados de no cobertura	21.825.932	4.427.286	-	-
Total	91.219.605	68.262.446	689.092.438	489.528.204

(*) ver nota 20.1.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 3.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 Ampla y Coelce. 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 3.f).

9. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	1.209.432.144	1.194.381.502	373.496.513	398.695.864
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	999.426.442	859.695.602	77.366.903	82.274.666
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	210.005.702	334.685.900	296.129.610	316.421.198

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	1.030.219.227	1.088.131.567	359.647.596	398.695.864
Cuentas comerciales por cobrar, neto	823.076.565	754.571.268	63.517.986	82.274.666
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	207.142.662	333.560.299	296.129.610	316.421.198

(1) Incluye principalmente al 31 de diciembre de 2016, cuentas por cobrar al personal por M\$ 14.134.595 (M\$ 14.081.204 al 31 diciembre de 2015); Resolución SE 32/2015 (aplicable en Argentina) por M\$ 0 (M\$ 28.174.339 al 31 de diciembre de 2015) (ver nota 4); impuestos por recuperar (IVA) por M\$ 45.773.288 (M\$ 62.451.442 al 31 de diciembre de 2015); cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce 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 M\$ 18.566.742 (M\$ 150.798.761 al 31 de diciembre de 2015), las cuales se encuentran garantizadas por el estado brasileño; cuentas por cobrar por M\$ 123.304.720 (M\$83.800.187 al 31 de

diciembre de 2015) 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 Ampla y Coelce ese descuento a título de subsidio estatal; cuentas por cobrar relacionadas con proyecto VOSA en Argentina por M\$ 232.754.724 (M\$237.424.900 al 31 de diciembre de 2015) (Ver Nota 32.5).

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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 10.1.

b) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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	
	31-12-2016 ThCh\$	31-12-2015 ThCh\$
Con antigüedad menor de tres meses	160.365.020	117.895.535
Con antigüedad entre tres y seis meses	19.087.106	25.783.187
Con antigüedad entre seis y doce meses	17.366.632	28.220.570
Con antigüedad mayor a doce meses	15.993.840	7.034.592
Total	212.812.598	178.933.884

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 M\$
Saldo al 1 de enero de 2015	162.340.986
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	46.890.017
Montos castigados	(23.480.578)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(43.623.000)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(35.877.490)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	106.249.935
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	88.751.534
Montos castigados	(51.706.932)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	44.094.918
Otros movimientos	5.672.379
Saldo al 31 de diciembre de 2016	193.061.834

(*) Ver Nota 28. Pérdidas por deterioro de activos financieros.

El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales, relacionadas con las operaciones continuadas de Enel Américas, ascendieron a M\$ 88.751.534 y M\$ 46.890.017 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente (Ver Nota 28).

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 3.f.3 y 19.5).

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.

10. 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.

10.1 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	
							31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	12.748	13.077	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Más de 90 días	-	28.628	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	-	5.833	-	-
Extranjero	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	13.546	-	30.373	-
Extranjero	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	62.372	-	114.758	-
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	32.253	42.003	240.677	355.485
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	27.765.732	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	14.595	-	3.276	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	888.311	-	931.267	-
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Ventas de energía	Menos de 90 días	-	553.472	-	-
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	216.682	-	-
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	36.067	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	3.826	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	14.457	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	14.953	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	360	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	64.454	-	-	-
76.014-570-K	GasAtacama Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días	85.896	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	86.035	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	874.980	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	2.266	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	99.972	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	36.279	-	145.858	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	220.142	-	116.940	-
96.806.130-5	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	29	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	405	-	343	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	37.129	-	460	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	552	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	26.905	-	460	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	552	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	57.039	-	538	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	642	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	38.205	-	469	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	561	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Primavera Eólica	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	407	-	344	-
Extranjero	Enel Green Power SAO Judas Eólica	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	406	-	341	-
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	17.757	-	263	-
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	321	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	44.662	-	429	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	507	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	47.353	-	429	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	512	-	-	-
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	15.306	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	22.609	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	6.490	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Colombia	Colombia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	17.986	-	978.185	-
Extranjero	Enel Green Power Participações Ltda	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	24.600	-	21.454	-
Extranjero	Enel Soluções Energéticas	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	67	-	54	-
Extranjero	Enel Green Power Maniçoba	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	783	-	626	-
Extranjero	Enel Green Power Esperança	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	732	-	585	-
Extranjero	Enel Green Power Damascena	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	783	-	624	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	207.814	-	-
Total							30.541.199	3.566.930	240.677	355.485

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	
							31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	59.416	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	59.528.900	29.658.243	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	267.888	302.025	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.217.413	414.397	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	14.432	384.082	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	45.624	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	20.646	173.687	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Arg	Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días	155.524	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	58.897.984	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	92.518	40.920	-	-
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	176.952	161.015	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz común	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	193	-	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	32.563	-	-	-
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	24.636	-	-	-
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	28.617	-	-
Extranjero	Enel Distribuzione	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	790.375	-	-	-
Extranjero	Enel Distribuzione	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.824.919	194.151	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	\$ Arg	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	883.536	-	-	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	396.278	-	-	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	395.889	184.373	-	-
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	248.497	-	-	-
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	3.573.219	1.513.001	-	-
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	36.941	192.920	-	-
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compras de energía	Menos de 90 días	-	1.121.851	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	71.467	74.089	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	441.971	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.294.233	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	27.561	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	24.295	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	3.837.156	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	639.233	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	29.878	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	341.948	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.662.003	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	177.416	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	399.859	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	CH\$	Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días	519.570	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	486.745	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	36.276	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	13.278	-	-	-
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	10.044	-	-	-
Extranjero	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	101.701	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	348.870	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	12.027.207	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	17.051.494	2.841.305	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	2.715.692	9.039	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	560.413	59.242	-	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	266.092	152.859	-	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	277.658	110.781	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	360.933	234.876	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	254.258	157.329	-	-
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	304.695	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	189.400	72.411	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólico	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	268.163	183.859	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	338.448	195.899	-	-
Extranjera	ENEL Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	152.987	-	-	-
Extranjera	Cabeça de Boi	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	208.043	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	4.064.776	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	3.780.903	82.220	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	42.196	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	46.523	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	86.288	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	328.197	286.224	-	-
Extranjero	Enel Green Power Brasil	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	19.140	-	-
Extranjero	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	21.947	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	194.486	64.546	-	-
Total							111.704.039	109.897.508	-	-

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	
					31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Extranjero	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	43.900	275.290
Extranjero	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	Ventas de gas	-	14.604.841
Extranjero	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(96.031)	(107.759)
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Consumo de combustible	(11.478.800)	(15.030.911)
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(26.159)	(120.896)
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Derivados de commodities	-	(2.144.063)
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de gas	(13.704.410)	(123.964.573)
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Transporte de gas	(8.923.738)	(62.195.582)
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	54.377
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros ingresos financieros	1.103	91.749
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Ventas de energía	444.523	3.280.734
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes	(150.802)	151.088
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	650.390
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(37.162)	-
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.648.727)	(1.969.563)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Compras de energías	(1.484.096)	(10.600.564)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Peajes	(42.756)	(292.198)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	59.824	392.312
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	131.400	286.833
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(820.620)	(1.175.297)
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Otros ingresos de explotación	2.745	3.491
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes	(885.381)	(3.296.956)
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de combustible	174.832	(952.044)
Extranjero	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	156.531	172.728
Extranjero	PH Chucos Costa Rica	Costa Rica	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	1.188.564
Extranjero	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	6.074	35.773
Extranjero	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(1.681.705)	(2.241.294)
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Ventas de energía	6.153.924	4.263.174
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	16.794	-
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	2.217.663	2.951.317
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	(4.575)	-
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes	(1.302.137)	(1.725.582)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*)	Chile	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	-	(9.322)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	Chile	Negocio Conjunto	Peajes	(245.968)	(1.473.974)
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	-	36.266
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(114.835)	(174.638)
Extranjero	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz común	Otros ingresos de explotación	48.233	-
Extranjero	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(554.814)	(2.164.437)
Extranjero	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz común	Derivados de commodities	-	(833.366)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Compras de energías	(817.159)	(3.264.764)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Peajes	(40.520)	(153.929)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	39.765	109.891
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	34.820	37.062
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz común	Compras de energías	(2.808.400)	(14.929.463)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	139.003	670.035
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(12.363.147)	(13.567.378)
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros ingresos de explotación	-	(72.057)
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros ingresos de explotación	103.453	124.626
Extranjero	Enel Italia	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(4.138.401)	(168.463)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz común	Compras de energías	(4.382.025)	(26.456.189)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	25.545	217.448
Extranjero	Quatiara Energía S.A.	Brasil	Matriz común	Compras de energías	-	(65.275)
Extranjero	Quatiara Energía S.A.	Brasil	Matriz común	Venta de Energía	10	-
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	4.502	5.404
Extranjero	Enel Green Power SAO Judas Eólica	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	4.482	5.380
Extranjero	Enel Green Power Primavera Eólica	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	4.524	5.433
Extranjero	Enel Green Power Emíliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(2.724.697)	(1.982.654)
Extranjero	Enel Green Power Emíliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	24.565	7.802
Extranjero	Enel Green Power Emíliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Venta de Energía	404.251	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(2.469.660)	(1.463.855)
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	19.122	7.208
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Venta de Energía	292.935	-
Extranjero	Enel Green Power Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(3.478.754)	(2.397.927)
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	23.085	3.523
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Venta de Energía	515.566	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerónimo Eólic	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(3.007.765)	(2.313.314)
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerónimo Eólic	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	12.728	3.461
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerónimo Eólic	Brasil	Matriz común	Venta de Energía	486.273	-
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(1.674.660)	(910.249)
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	7.892	2.124
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Venta de Energía	193.337	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(3.582.111)	(2.978.980)
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	38.312	7.114
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Venta de Energía	621.023	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(2.474.407)	(1.997.894)
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	24.698	6.218
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Venta de Energía	415.968	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(329.251)	(403.404)
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	13.155	16.312
Extranjero	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(129.828)	(68.787)
Extranjero	Enel Green Power Damascena S.A.	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	8.475	2.723
Extranjero	Enel Green Power Esperanza S.A.	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	7.322	2.545
Extranjero	Enel Green Power Manicoba S.A.	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	8.475	2.723
Extranjero	Enel Solucoes Energeticas Ltda	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	726	298
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos Eolica S.A.	Brasil	Matriz común	Compra de Energía	(3.397.915)	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz común	Venta de Materiales	3.519.163	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(177.484)	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz común	Otros ingresos financieros	35.090	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz común	Otras Prestaciones de Servicios	(12.790)	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (Ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	Otros ingresos financieros	1.043.354	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (Ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	Otras Prestaciones de Servicios	52.306	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (Ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(2.869.927)	-
76.003.204-3	Eolica Canela	Chile	Matriz común	Otras Prestaciones de Servicios	215	-
96.770.940-9	Celta	Chile	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(404.827)	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	Otros ingresos de explotación	53.146	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	Otras Prestaciones de Servicios	96.404	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(2.285.984)	-
76.788.080-4	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz común	Otras Prestaciones de Servicios	141	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex Enerstis Chile)	Chile	Matriz común	Otros Gastos financieros	(331.579)	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex Enerstis Chile)	Chile	Matriz común	Otras Prestaciones de Servicios	2.869.931	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex Enerstis Chile)	Chile	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(5.446.579)	-
Extranjero	Yacylec	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	10.113	12.886
Extranjero	Yacylec	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	(101.652)	(122.237)
Extranjera	Enel Green Power Parapananema S.A	Brasil	Matriz común	Compra de Energía	(376.972)	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(63.353)	-
Extranjera	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Matriz común	Compra de Energía	(120.014)	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	39.708	153.158
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz común	Compras de energía	(101.565)	(505.404)
Extranjera	Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Brasil	Matriz común	Compra de Energía	(712.595)	-
Extranjera	Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Brasil	Matriz común	Venta de Energía	502.687	-
Extranjera	Enel Green Power Fazenda SA	Brasil	Matriz común	Compra de Energía	(651.000)	-
Extranjera	Enel Green Power Fazenda SA	Brasil	Matriz común	Venta de Energía	226.342	-
				Total	(83.304.814)	(262.484.943)

(*) Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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 5.1).

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.

10.2 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 31 de diciembre de 2016, 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.

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, en tanto que la del Vicepresidente del Directorio será un 50% más de la que le corresponda 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 2015.

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 2016.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enel Américas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2016			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas M\$	Directorio de filiales M\$	Comité de Directores M\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	enero - diciembre 2016	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	enero - diciembre 2016	-	-	-
Extranjero	Francesco Starace	Vicepresidente	enero - abril 2016	-	-	-
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Director	enero - abril 2016	25.349	-	8.445
Extranjero	Enrico Viale (4)	Director	enero - diciembre 2016	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (3)	Director	enero - diciembre 2016	-	-	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - abril 2016	25.349	-	8.445
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2016	92.362	-	30.783
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (5)	Director	enero - diciembre 2016	71.676	-	23.892
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (6)	Director	enero - diciembre 2016	71.676	-	23.892
Extranjero	Alberto de Paoli	Director	enero - abril 2016	-	-	-
Extranjero	Francesca Di Carlo	Director	enero - abril 2016	-	-	-
TOTAL				286.412	-	95.457

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2015			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas M\$	Directorio de filiales M\$	Comité de Directores M\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	junio - diciembre 2015	-	-	-
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	ejercicio 2014	20.184	-	-
6.243.657-3	Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	enero - junio 2015	77.861	-	-
Extranjero	Francesco Starace	Vicepresidente	enero - diciembre 2015	-	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - abril 2015	45.292	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar	Director	enero - junio 2015	33.532	-	8.745
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Director	enero - diciembre 2015	53.679	-	21.428
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2015	97.303	-	36.914
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2015	95.613	-	36.914
Extranjero	Andrea Brentan	Director	enero - abril 2015	22.743	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	ejercicio 2014	14.785	-	-
Extranjero	Alberto de Paoli	Director	enero - diciembre 2015	-	-	-
Extranjero	Francesco Di Carlo	Director	enero - diciembre 2015	-	-	-
TOTAL				460.992	-	104.001

(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.

10.3 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
Extranjero	Luca D'Agnese (1)	Gerente General
7.750.368-4	Daniel Fernandez Koprich (2)	Subgerente General
24.852.381-6	Francisco Galán Allué (5)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Marco Fadda	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (8)	Gerente de Auditoría Interna
24.852.388-3	Francesco Giorgianni (6)	Gerente de Relaciones Institucionales
15.307.846-7	José Miranda Montecinos (3)	Gerente de Comunicación
24.166.243-8	Alain Rosolino (4)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.625.745-0	Antonio Barreda Toledo (7)	Gerente de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

Los señores Alain Rosolino, José Miranda Montecinos, Paola Visintini Vaccarezza, Domingo Valdés Prieto, ejecutivos principales de Enel Américas, son remunerados exclusivamente por la sociedad Enel Chile S.A. (ex Enersis 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'Agnese 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. Daniel Fernández Koprich asumió el 12 de noviembre de 2014 como Subgerente General en reemplazo del Sr. Massimo Tambosco. El Sr. Daniel Fernández dejó de prestar sus servicios a contar del 29 de abril de 2016.

(3) 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.

(4) 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.

(5) 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.

(6) El Sr. Francesco Giorgianni asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Relaciones Institucionales.

(7) El Sr. Antonio Barreda Toledo asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente de Aprovisionamiento en reemplazo del Sr. Eduardo López Miller.

(8) El Sr. Raffaele Cutrignelli asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Auditoría Interna en reemplazo de Alain Rosolino, quien asumió la Gerencia de Recursos Humanos y Organización, en esa misma fecha.

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 31 de diciembre de,	
	2016 M\$	2015 M\$
Remuneración	3.324.508	3.308.345
Beneficios a corto plazo para los empleados	165.972	352.329
Otros beneficios a largo plazo	58.150	449.243
Total	3.548.630	4.109.917

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.

10.4 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.

11. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Mercaderías	396.362	872.084
Suministros para la producción	15.509.565	16.060.887
Petróleo	10.375.375	13.602.708
Carbón	5.134.190	2.458.179
Otros inventarios (*)	50.504.122	78.124.926
Total	66.410.049	95.057.897
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	50.504.122	78.124.926
Repuestos	21.997.471	22.871.137
Materiales eléctricos	28.506.651	55.253.789

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 244.886.033 (M\$ 585.616.918 por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 258.113.922 corresponden a Operaciones Continuas). Ver Nota 26.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Pagos provisionales mensuales (*)	49.240.711	45.274.710
Crédito por utilidades absorbidas	30.316.819	47.244
Créditos por gastos de capacitación	9.000	80.000
Otros	2.758.729	2.052.634
Total	82.325.259	47.454.588

(*) Pagos provisionales mensuales efectuados por sociedades holding.

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Impuesto a la renta	134.876.333	142.607.960
Total	134.876.333	142.607.960

13. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

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
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	243.409	-	(354.928)	-	(27.741)	-	-	(139.260)	139.260	-
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	15.027	-	92	-	(3.496)	-	-	11.623	-	11.623
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	623.075	-	674.251	(487.702)	(159.752)	-	-	649.872	-	649.872
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	573.257	-	534.888	(453.631)	(139.654)	-	-	514.860	-	514.860
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	11.209	-	-	-	(2.603)	-	-	8.606	-	8.606
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (3)	Negocio conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	29.494.468	-	975.844	(269.231)	185.451	(264.257)	(30.122.275)	-	-	-
TOTAL						30.960.445	-	1.830.147	(1.210.564)	(147.795)	(264.257)	(30.122.275)	1.045.701	139.260	1.184.961

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2015	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida) (1)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/12/2015	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 31/12/2015
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	453.015	-	(132.598)	-	(77.008)	-	-	243.409	-	243.409
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	19.657	-	34.434	-	(39.064)	-	-	15.027	-	15.027
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	32.795.615	-	752.621	-	(4.079.210)	25.442	-	29.494.468	-	29.494.468
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	-	9.127	1.415.471	(619.792)	(181.731)	-	-	623.075	-	623.075
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	-	9.127	1.263.043	(531.712)	(167.201)	-	-	573.257	-	573.257
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	-	14.509	-	-	(3.300)	-	-	11.209	-	11.209
96.806.130-5	Electrogas S.A. (2)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	10.777.659	-	5.121.427	(4.398.423)	1.120.075	(577.862)	-	12.042.876	(12.042.876)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (2)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	15.198.935	-	4.534.344	(4.449.179)	1.852.923	-	-	17.137.023	(17.137.023)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (2)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	1.818.168	-	495.389	-	348.472	-	-	2.662.029	(2.662.029)	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	6.144.557	2.550.000	(2.414.264)	-	-	-	-	6.280.293	(6.280.293)	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Negocio conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.426.004	-	1.168.149	-	-	-	-	7.594.153	(7.594.153)	-
TOTAL						73.633.610	2.582.763	12.238.016	(9.999.106)	(1.226.044)	(552.420)	-	76.676.819	(45.716.374)	30.960.445

- (1) La participación en ganancia (pérdida) correspondiente a las Operaciones Continuas fue de M\$ 3.332.971 al 31 de diciembre de 2015.
- (2) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas fueron traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1).
- (3) El 1 de octubre de 2016, Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. se fusionó con nuestra filial colombiana Codensa S.A. Ver Nota 6.

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

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2016									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
Yacylec S.A.	22,22%	950.194	129.695	1.649.980	56.638	946.240	(2.543.576)	(1.597.336)	(124.847)	(943.317)

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2015									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
GNL Chile S.A. (*)	33,33%	73.289.529	19.843.392	59.207.958	25.938.077	655.759.390	(654.273.074)	1.486.316	1.045.519	2.531.835
GNL Quintero S.A. (*)	20,00%	154.169.202	679.246.875	22.104.679	725.626.283	130.540.774	(107.869.054)	22.671.720	9.264.617	31.936.337
Electrogas S.A. (*)	42,50%	9.800.478	46.815.192	12.191.561	16.087.931	23.546.048	(10.624.229)	12.921.819	1.275.795	14.197.614
Yacylec S.A.	22,22%	1.810.275	193.569	868.193	40.198	1.377.810	(1.974.559)	(596.749)	(346.568)	(943.317)

(*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas fueron traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1)

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 31 de diciembre de 2016 y 2015 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%	50,0%	50,0%	48,997%	48,997%
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Total de Activos corrientes	-	502.938	-	5.336.516	-	14.988.328
Total de Activos no corrientes	-	15.159.321	-	12.148.544	-	127.123.136
Total de Pasivos corrientes	-	3.290.947	-	466.485	-	16.616.178
Total de Pasivos no corrientes	-	56.685	-	1.830.272	-	55.374.521
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	428.440	-	4.884.645	-	2.789.518
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	-	1.081.545
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	23.230.972
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	2.852.803	65.341.964	86.666.633
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(748.171)	(5.910.434)	(8.773.063)
Pérdidas por deterioro de valor	-	-	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	-	20.009	-	1.678.801	642.606	633.204
Gastos por intereses	-	-	-	-	(2.711.098)	(3.100.381)
Gasto por impuestos a las ganancias	-	(8.586)	-	(679.715)	(2.315.193)	(5.237.742)
Ganancia (pérdida)	-	(4.733.482)	-	2.336.297	2.423.521	1.926.420
Otro resultado integral	-	-	-	-	(160.838)	(8.273.502)
Resultado integral	-	(4.733.482)	-	2.336.297	2.262.683	(6.347.082)

(*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en negocios conjuntos fueron traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1).

(**) El 1 de octubre de 2016, Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. se fusionó con nuestra filial colombiana Codensa S.A. Ver Nota 6.

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.

14. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Activos intangibles	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Activos Intangibles bruto	2.360.145.384	1.943.902.048
Servidumbre y Derechos de Agua	37.178.049	36.770.284
Concesiones	2.187.615.243	1.788.421.395
Costos de Desarrollo	16.120.833	26.126.552
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	22.935.523	11.285.432
Programas Informáticos	90.900.392	79.169.384
Otros Activos Intangibles Identificables	5.395.344	2.129.001

Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.148.298.640)	(962.502.776)
Activos Intangibles Identificables	(1.148.298.640)	(962.502.776)
Servidumbre y Derechos de Agua	(9.758.932)	(9.197.486)
Concesiones	(1.060.242.303)	(883.047.307)
Costos de Desarrollo	(8.381.924)	(8.320.904)
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	(10.316.968)	(8.853.916)
Programas Informáticos	(57.872.658)	(51.063.968)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.725.855)	(2.019.195)

Activos intangibles	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Activos Intangibles netos	1.211.846.744	981.399.272
Servidumbre y Derechos de Agua	27.419.117	27.572.798
Concesiones Neto (1) (*)	1.127.372.940	905.374.088
Costos de Desarrollo	7.738.909	17.805.648
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	12.618.555	2.431.516
Programas Informáticos	33.027.734	28.105.416
Otros Activos Intangibles Identificables	3.669.489	109.806

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

Empresa titular de la concesión	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ampla Energia e Servicios S.A. (Distribución)	683.280.917	543.414.668
Compañía Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	444.092.023	361.959.420
TOTAL	1.127.372.940	905.374.088

(*) Ver nota 3c.1)

La composición y movimientos de los activos intangibles durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, han sido los siguientes:

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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2016	17.805.648	27.572.798	905.374.088	2.431.516	28.105.416	109.806	981.399.272
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.458.688	1.740.428	270.075.694	10.422.017	-	14.358.189	298.055.016
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(490.119)	(522.013)	137.714.733	20.568	(848.889)	294.056	136.168.336
Amortización (1)	(106.350)	(940.233)	(77.188.493)	(796.971)	(5.392.265)	-	(84.424.312)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(70.179)	(375.683)	(61.845.901)	541.425	11.163.472	(10.747.739)	(81.334.605)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(70.179)	-	-	(112.492)	14.382.623	(14.199.952)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios (3)	-	(375.683)	(81.845.901)	653.917	(3.219.151)	3.452.213	(81.334.605)
Disposiciones y retiros de servicio	(10.858.779)	(56.180)	(26.757.181)	-	-	(344.823)	(38.016.963)
Disposiciones	(10.858.779)	(56.180)	(26.757.181)	-	-	(344.823)	(38.016.963)
Retiros de servicio	-	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-
Total movimientos en activos intangibles identificables	(10.066.739)	(153.681)	221.998.852	10.187.039	4.922.318	3.559.683	230.447.472
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2016	7.738.909	27.419.117	1.127.372.940	12.618.555	33.027.734	3.669.489	1.211.846.744

Período 2015

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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2015	14.833.312	44.841.692	1.055.986.162	2.206.341	49.549.321	795.228	1.168.212.056
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	5.588.626	317.865	230.687.290	1.208.396	19.091.097	-	256.893.274
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(540.471)	(2.335.864)	(236.814.024)	(303.835)	(3.107.703)	15.908	(243.085.989)
Amortización (1)	(36.351)	(1.152.144)	(74.777.866)	(780.678)	(9.285.111)	(20.145)	(86.052.295)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.090.419)	556.721	(62.920.004)	101.292	(264.122)	(201.424)	(63.817.956)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	38.538	556.721	-	101.292	(139.831)	(556.720)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios (3)	(1.128.957)	-	(62.920.004)	-	(124.291)	355.296	(63.817.956)
Disposiciones y retiros de servicio	(949.049)	(80.001)	(6.787.470)	-	(53.972)	-	(7.870.492)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(949.049)	(80.001)	(6.787.470)	-	(53.972)	-	(7.870.492)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (2)	-	(14.575.471)	-	-	(27.824.094)	(479.761)	(42.879.326)
Total movimientos en activos intangibles identificables	2.972.336	(17.268.894)	(150.612.074)	225.175	(21.443.905)	(685.422)	(186.812.784)
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2015	17.805.648	27.572.798	905.374.088	2.431.516	28.105.416	109.806	981.399.272

(1) Ver Nota 28.

(2) Ver Nota 5.1.II.i.

(3) Corresponde principalmente al traspaso al rubro activos financieros durante el período 2016 de nuestras filiales Ampla y Coelce, en conformidad con lo establecido en CINIIF 12.

Las principales adiciones a activos intangibles provienen principalmente de Ampla y Coelce 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 3.c.1). Las adiciones de activos intangibles por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 fueron de M\$ 298.055.016.

Al 31 de diciembre de 2015, las adiciones relacionadas con las operaciones continuadas ascendieron a M\$ 246.286.301. Por otra parte, la amortización de activos intangibles relacionada con las Operaciones Continuadas ascendió a M\$ 84.424.312 y M\$ 74.944.152, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente (Ver Nota 28).

Durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones de acuerdo a CINIIF 12 por un monto de M\$ 16.503.934 y M\$ 10.165.042, respectivamente, los cuales corresponden en su totalidad a Operaciones Continuadas.

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 registrado al 31 de diciembre de 2016 (Ver Nota 3.d).

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

15. PLUSVALÍA

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondos de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial	Diferencia de	Traspaso a activos	Saldo Final	Diferencia de	Saldo Final
		1/1/2015	Conversión de Moneda Extranjera	mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	31/12/2015	Conversión de Moneda Extranjera	31/12/2016
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.	194.647.043	(42.267.975)	-	152.379.068	22.345.408	174.724.476
Empresa Eléctrica de Colina Ltda. (*)	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	(2.240.478)	-	-	-
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	11.045.731	(1.357.767)	-	9.687.964	(50.671)	9.637.293
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	7.622.438	(1.799.525)	-	5.822.913	(1.351.678)	4.471.235
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (*)	Generación Chile	4.656.105	-	(4.656.105)	-	-	-
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	46.881.632	1.249.194	-	48.130.826	(2.135.687)	45.995.139
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	71.372.291	(15.498.627)	-	55.873.664	8.193.511	64.067.175
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	88.241.039	2.351.245	-	90.592.284	(4.019.810)	86.572.474
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	4.886.065	(600.606)	-	4.285.459	(22.414)	4.263.045
Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.) (*)	Distribución Chile	128.374.362	-	(128.374.362)	-	-	-
Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa Chile) (*)	Generación Chile	731.782.459	-	(731.782.459)	-	-	-
Inversiones Distrilima S.A.	Enel Distribución Perú	13.944	372	-	14.316	(635)	13.681
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	906.166	(196.776)	-	709.390	104.028	813.418
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Compañía Energética Do Ceará S.A.	97.979.623	(21.276.460)	-	76.703.163	11.248.023	87.951.186
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Inversiones Gasatacama Holding	20.204.251	-	(20.204.251)	-	-	-
Total		1.410.853.627	(79.396.925)	(887.257.655)	444.199.047	34.310.075	478.509.122

(*) Operaciones discontinuadas. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas compañías dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1.II.i)

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 31 de diciembre de 2016 (Ver Nota 3.d).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

Con fecha 20 de Noviembre de 1996, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.), en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (hoy Ampla Energia) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enersis Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra 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. (ex Chilectra S.A.) compraron el 18,5% alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Compañía Energética Do Ceará S.A. (Coelce)

Entre los años 1998 y 1999, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.), en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (Coelce) 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. (ex Chilectra 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. (ex Hidroeléctrica El Chocón S.A.)

Con fecha 31 de agosto del año 1993, Enel Generación Chile S.A. (Ex Endesa 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. (ex Edelnor S.A.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. (ex Cachoeira Dourada)

Con fecha 05 de Septiembre del año 1997, nuestra filial Enel Generación Chile S.A (Ex Endesa 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 09 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra filial Enel Generación Chile S.A (ex Endesa 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 (Ex Endesa 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.

16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	8.381.209.010	8.112.003.524
Construcción en Curso	568.136.637	607.250.238
Terrenos	101.377.978	100.503.005
Edificios	129.025.523	124.231.301
Planta y Equipo	7.292.956.649	6.986.028.809
Instalaciones Fijas y Accesorios	171.204.357	174.119.689
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	118.507.866	119.870.482

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(3.230.871.951)	(3.108.436.891)
Edificios	(57.919.497)	(53.229.337)
Planta y Equipo	(3.032.997.537)	(2.930.545.754)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(108.506.635)	(98.200.527)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(31.448.282)	(26.461.273)

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	5.150.337.059	5.003.566.633
Construcción en Curso	568.136.637	607.250.238
Terrenos	101.377.978	100.503.005
Edificios	71.106.026	71.001.964
Planta y Equipo	4.259.959.112	4.055.483.055
Instalaciones Fijas y Accesorios	62.697.722	75.919.162
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	87.059.584	93.409.209

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, han sido los siguientes:

Movimientos período 2016		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016		607.250.238	100.503.005	71.001.964	4.055.483.055	75.919.162	93.409.209	5.003.566.633
Incrementos distintos de los precedentes de combinaciones de negocios		531.814.903	86.713	49.327	4.727.855	2.679.517	2.449.006	541.807.321
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios		3.475.285	2.855.202	3.383.670	81.064.535	1.404.862	222.718	94.406.272
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera		(57.131.107)	(1.500.587)	(2.481.969)	(133.101.193)	1.699.546	(4.066.966)	(196.592.276)
Depreciación (1)		-	-	(2.685.423)	(216.244.892)	(10.577.019)	(6.067.395)	(235.574.729)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)		-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios		(500.820.959)	(468.710)	(142.435)	498.701.272	485.960	2.244.872	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias		(500.820.959)	(468.710)	(142.435)	498.701.272	485.960	2.244.872	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso		(500.820.959)	(468.710)	(142.435)	498.701.272	485.960	2.244.872	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios		-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones y retiros de servicio		(15.790.953)	(67.149)	(19.108)	(29.382.341)	(185.423)	(1.131.860)	(46.576.834)
Disposiciones		-	(4.347)	(2.590)	(24.677.073)	(100.356)	(1.104.336)	(25.888.702)
Retiros		(15.790.953)	(62.802)	(16.518)	(4.705.268)	(85.067)	(27.524)	(20.688.132)
Otros incrementos (disminución)		(660.770)	(30.496)	-	(1.289.179)	(8.718.883)	-	(10.699.328)
Total movimientos		(39.113.601)	874.973	104.062	204.476.057	(13.221.440)	(6.349.625)	146.770.426
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		568.136.637	101.377.978	71.106.026	4.259.959.112	62.697.722	87.059.584	5.150.337.059

Movimientos período 2015		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015		1.735.117.241	106.233.186	81.981.704	6.097.991.766	96.320.714	116.571.108	8.234.215.719
Incrementos distintos de los precedentes de combinaciones de negocios		1.068.754.499	48.234.359	(702.915)	3.400.169	11.053.860	1.108.095	1.131.848.067
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera		(156.856.597)	(7.426.335)	(11.054.890)	(391.213.355)	(11.521.067)	2.429.439	(575.642.895)
Depreciación (1)		-	-	(4.818.708)	(364.968.158)	(16.893.517)	(6.749.401)	(393.428.784)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)		(2.522.445)	-	-	12.655.608	-	-	10.133.163
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios		(1.412.825.340)	21.088.932	19.204.944	1.367.821.944	35.491.552	278.467	31.260.499
Incrementos (disminuciones) por transferencias		(1.412.825.340)	21.088.932	19.204.944	1.367.821.944	35.491.552	278.467	31.260.499
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso		(1.412.825.340)	21.088.932	19.204.944	1.367.821.944	35.491.552	278.467	31.260.499
Incrementos (disminuciones) por otros cambios		(343.986)	10.028.846	4.266.039	(9.364.593)	23.469.514	3.204.679	31.260.499
Disposiciones y retiros de servicio		(3.410.468)	(713.987)	(679)	(1.235.840)	(278.404)	(11.051)	(5.650.429)
Disposiciones		-	-	-	-	-	-	-
Retiros		(3.410.468)	(713.987)	(679)	(1.235.840)	(278.404)	(11.051)	(5.650.429)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (2)		(621.206.652)	(66.913.150)	(13.607.492)	(2.668.969.079)	(38.253.976)	(20.217.448)	(3.429.167.797)
Total movimientos		(1.127.867.003)	(5.730.181)	(10.979.740)	(2.042.508.711)	(20.401.552)	(23.161.899)	(3.230.649.086)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015		607.250.238	100.503.005	71.001.964	4.055.483.055	75.919.162	93.409.209	5.003.566.633

- (1) Ver Nota 28.
(2) Ver Nota 5.1.II.i.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M\$ 541.807.321 al 31 de diciembre de 2016 (M\$ 1.131.848.067 al 31 de diciembre 2015). En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado en las filiales Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel), Emgesa y Enel Generación Costanera (ex Endesa Costanera) que implicaron adiciones al 31 de diciembre de 2016 por M\$ 132.265.232 (Al 31 de diciembre 2015 destacan las inversiones a central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW) por M\$ 287.285.701), 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 M\$ 342.353.592 al 31 de diciembre de 2016 (M\$ 437.227.477 al 31 de diciembre 2015).

Las adiciones a propiedad, planta y equipo relacionadas con las operaciones continuadas al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$ 864.703.125. Por otra parte, la depreciación de propiedad, planta y equipo relacionada con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 235.574.729 y M\$ 245.598.045 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente (Ver Nota 28).

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 ascendió a M\$ 20.920.558 y M\$ 75.229.894, de los cuales M\$ 20.920.558 y M\$ 73.008.564 se relacionan con operaciones continuadas, respectivamente (Ver Nota 31). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 18,06% al 31 de diciembre de 2016 (24,02% al 31 de diciembre de 2015).

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 ascendió a M\$ 50.742.451 y M\$ 77.940.280, de los cuales M\$ 50.742.451 y M\$ 56.936.227 correspondían a Operaciones Continuas, respectivamente.

c) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2016, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 87.059.584 correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (M\$ 113.626.656 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 93.409.209 correspondían a Operaciones Continuas).

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

	31-12-2016			31-12-2015		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	28.837.637	389.449	28.448.190	23.011.723	3.343.287	19.668.436
Entre un año y cinco años	58.838.707	4.637.721	54.200.986	44.954.548	5.582.380	39.372.168
Más de cinco años	1.167.317	5.600	1.161.717	19.822.444	524.712	19.297.732
Total	88.843.661	5.032.770	83.810.893	87.788.715	9.450.379	78.338.336

Los activos en leasing provienen principalmente de:

1. Enel Generación Perú S.A. (Ex Edegel S.A.): corresponde a los 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 31 de diciembre de 2016.

Asimismo, con 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 incluyen M\$ 11.678.441 y M\$ 15.872.516, respectivamente de los cuales M\$ 11.678.441 y M\$ 12.449.187 corresponden operaciones continuadas, respectivamente, que se relacionan con el devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Menor a un año	15.038.165	15.050.043
Entre un año y cinco años	16.619.442	21.988.822
Más de cinco años	8.415.079	8.565.963
Total	40.072.686	45.604.828

e) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2016, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por M\$ 372.885.724 (M\$ 462.845.826 al 31 de diciembre de 2015, del cual M\$ 164.998.373 correspondían a Operaciones Continuas).

ii) Al 31 de diciembre de 2016, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 7.187.284 (M\$ 13.903.028 al 31 de diciembre de 2015, los cuales correspondían en su totalidad a Operaciones Continuas). (Ver Nota 33.1).

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 (M\$704.945.187) para el caso de las generadoras y de MM€50 (M\$35.247.259) 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 (M\$352.472.594). 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 31 de diciembre de 2016, el monto registrado es por M\$ 38.277.060 (ver nota 3.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 No 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 (M\$ 45.450.894) entre reclamaciones y notas de orden de cambio y se acordó pagar el valor de Col \$ 57.459 millones (M\$ 12.779.790) más un valor de Col \$ 2.800 millones (M\$ 622.764) por el acta de cierre de contrato para un total de \$ Col 60.259 millones (M\$ 13.402.555); 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 que fueron acordados para ser pagados en el primer trimestre de 2017, el monto total acordado fue de Col \$ 74.800 millones (M\$ 16.636.703).

17. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS

a) Impuesto a las ganancias

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el Estado de Resultados Integrales Consolidados, correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de,	
	2016 M\$	2015 M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(360.437.376)	(469.517.752)
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)	19.251.542	29.215.046
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(1.126.511)	(5.195.560)
(Gasto) / Ingreso por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	-
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(213.650)	(3.063.579)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(342.525.995)	(448.561.845)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	4.909.247	(72.465.637)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	(22.202.616)	-
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	-
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	450.842	(2.635.730)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	(16.842.527)	(75.101.367)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(359.368.522)	(523.663.212)

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2016 M\$	Tasa	2015 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		930.483.597		1.279.812.171
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(24,00%)	(223.316.061)	(22,50%)	(287.957.738)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(12,04%)	(112.059.810)	(12,88%)	(164.815.692)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	5,54%	51.546.543	4,93%	63.075.794
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(18,01%)	(167.605.341)	(4,39%)	(56.128.320)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(2,39%)	(22.202.616)	-	-
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,12%)	(1.126.511)	(0,41%)	(5.195.560)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	0,05%	450.842	(0,21%)	(2.635.730)
Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)	12,35%	114.944.432	(5,47%)	(70.005.966)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(14,62%)	(136.052.461)	(18,42%)	(235.705.474)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(38,62%)	(359.368.522)	(40,92%)	(523.663.212)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas a continuación.

b) Impuestos diferidos

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Impuestos Diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	25.177.794	5.633.434	27.413.705	34.004.449	15.734.754	-	1.360.887	109.325.023
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(31.316.570)	(613.251)	35.436.109	(1.033.208)	(10.893.937)	-	6.587.581	(1.833.276)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	7.344.956	(922.882)	-	(345)	6.421.729
Movimientos								
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	10.857.365	-	5.303.930	1.150.750	-	-	284.973	17.597.018
Diferencia de conversión de moneda extranjera	1.350.892	796.994	3.052.806	4.807.899	320.887	-	(104.537)	10.224.941
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para distribuir a los propietarios (1)	-	-	(1.466.985)	(11.351)	1.093.066	(20.624)	19.849	(386.045)
Otros incrementos (decrementos)	14.449.118	117.291	(23.098.691)	(4.257.861)	-	20.624	(7.709.003)	(20.478.522)
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	20.518.599	5.934.468	46.640.874	42.005.634	5.331.888	-	439.405	120.870.868

Impuestos Diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	63.763.279	1.506.979	86.266.322	3.103.317	21.132.561	4.851.839	13.013.577	193.637.874
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.969.882)	(620.212)	25.701.841	33.790.833	(4.316.990)	7.868.629	(42.100.049)	18.354.170
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	6.338.161	806.915	-	-	7.145.076
Movimientos								
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.116.721)	(1.860.738)	(5.404.662)	(9.206.928)	(339.940)	-	(863.778)	(24.792.767)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para distribuir a los propietarios (1)	(4.982.473)	-	(2.687.490)	(422.929)	-	(12.720.468)	(1.503.949)	(22.317.309)
Otros incrementos (decrementos)	(24.516.409)	6.607.405	(76.462.306)	401.995	(1.547.792)	-	32.815.086	(62.702.021)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	25.177.794	5.633.434	27.413.705	34.004.449	15.734.754	-	1.360.887	109.325.023

Impuestos Diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Contratos de moneda extranjera	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	
	M\$	M\$	M\$	ThCh\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	171.344.977	-	16.764	-	237	249.770	60.292.867	231.904.615
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(5.812.666)	(704.033)	12.778.397	-	-	-	8.747.555	15.009.253
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	(62.099)	(346.094)	419	(407.774)
Movimientos								
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	15.403.109	-	-	-	-	-	994.738	16.397.847
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.736.281)	49.584	-	-	-	(11.468)	(9.166.836)	(16.865.001)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para distribuir a los propietarios (1)	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (decrementos)	3.086.780	1.548.728	(12.778.397)	-	62.099	408.510	(17.737.003)	(25.409.283)
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	176.285.919	894.279	16.764	-	237	300.718	43.131.740	220.629.657

Impuestos Diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Contratos de moneda extranjera	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	427.881.352	-	41.553	-	16.499	163.063	50.299.017	478.361.484
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	26.238.797	(712.025)	13.122.113	-	488.257	-	37.625.257	76.762.399
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	(64.398)	147.605	(200.133)	(116.926)
Movimientos								
Diferencia de conversión de moneda extranjera	4.395.448	-	(1)	-	65.061	5.424	(18.128.150)	(13.662.218)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para distribuir a los propietarios (1)	(233.948.342)	-	(285.255)	-	(679)	-	(792.049)	(235.026.325)
Otros incrementos (decrementos)	(53.222.278)	712.025	(12.861.646)	-	(504.503)	(66.322)	(8.471.075)	(74.413.799)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	171.344.977	-	16.764	-	237	249.770	60.292.867	231.904.615

(1) Ver nota 5.1.II.i.

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 cubren lo necesario para recuperar estos activos.

a. Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 8.842.093 (M\$ 20.342.024 al 31 de diciembre de 2015). Ver nota 3.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 revertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$ 1.099.576.517 (M\$ 1.835.600.705 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 979.972.151 corresponden a operaciones continuadas). 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 revertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de diciembre de 2016, dichas

diferencias temporarias deducibles ascienden a M\$ 2.440.577.190 (M\$ 3.162.552.465 al 31 diciembre de 2015, de los cuales M\$ 2.700.619.169 corresponden a operaciones continuadas).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 31 de diciembre de 2016 ascienden a M\$ 53.241.911 (M\$ 57.311.886 al 31 de diciembre de 2015, monto que en su totalidad correspondía a operaciones continuadas). 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	2008-2015
Argentina	2008-2015
Brasil	2010-2015
Colombia	2012-2014
Perú	2010-2014

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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de diciembre de 2016			31 de diciembre de 2015		
	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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	659.734	-	659.734	(442.864)	(291)	(443.155)
Cobertura de Flujo de Caja	19.427.546	(4.608.636)	14.818.910	(138.241.392)	36.399.000	(101.842.392)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(14.086.364)	-	(14.086.364)	(552.420)	-	(552.420)
Diferencias de cambio por conversión	145.304.104	-	145.304.104	(644.537.672)	-	(644.537.672)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(19.879.558)	6.486.162	(13.393.396)	(19.027.368)	6.018.363	(13.009.005)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	131.425.462	1.877.526	133.302.988	(802.801.716)	42.417.072	(760.384.644)

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	Ejercicios terminados al 31 de diciembre de,	
	2016 M\$	2015 M\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuadas	6.829.503	7.262.002
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(14.360)	3.504.452
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	(480.131)	(384.196)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuas	(4.457.486)	32.034.814
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	1.877.526	42.417.072

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	497.915.481	2.386.006.677	617.276.453	1.846.995.721
Instrumentos derivados de cobertura (*)	3.531.642	10.747.217	69.545.029	300.871
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	3.237.240	-	1.052.026	-
Total	504.684.363	2.396.753.894	687.873.508	1.847.296.592

(*) Ver Nota 20.2.a

(**) Ver Nota 20.2.b

18.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de diciembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	158.143.158	487.792.658	188.121.545	232.626.020
Obligaciones con el público no garantizadas	307.225.157	1.804.774.407	356.221.587	1.391.715.407
Arrendamiento financiero	28.448.190	55.362.703	19.668.436	58.669.900
Otros préstamos	4.098.976	38.076.909	53.264.885	163.984.394
Total	497.915.481	2.386.006.677	617.276.453	1.846.995.721

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total Corriente al 31/12/2016 M\$	
					Vencimiento		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$			
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$								
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	2,88%	2,79%	Sin Garantía	964.833	17.385.056	18.349.889	18.107.681	281.711	-	-	-	-	18.389.392
Perú	Soles	5,64%	5,53%	Sin Garantía	2.225.252	-	2.225.252	31.860.174	-	-	-	-	-	31.860.174
Argentina	\$ Arg	36,74%	32,50%	Sin Garantía	-	837.673	837.673	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	8,49%	8,21%	Sin Garantía	4.020.967	45.698.986	49.719.953	14.556.446	59.629.644	48.253.890	10.655.572	18.089.820	151.185.372	
Brasil	US\$	3,61%	3,60%	Sin Garantía	656.796	-	656.796	25.706.605	50.941.440	-	-	1.859.512	78.507.557	
Brasil	Real	11,84%	11,56%	Sin Garantía	30.561.364	55.792.227	86.353.591	75.488.351	68.176.614	33.263.390	23.468.026	7.453.782	207.850.163	
Total					38.429.216	119.713.942	158.143.158	165.719.257	179.029.409	81.517.280	34.123.598	27.403.114	487.792.658	

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total Corriente al 31/12/2015 M\$
					Vencimiento		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$							
Perú	US\$	0,0353975	2,40%	Sin Garantía	26.650.675	2.833.429	29.484.104	3.777.906	19.247.361	299.442	-	-	23.324.709
Perú	Soles	0,0561375	5,20%	Sin Garantía	12.712.792	-	12.712.792	2.083.721	22.920.929	-	-	-	25.004.650
Argentina	US\$	0,0909109	13,13%	Sin Garantía	3.899.595	-	3.899.595	-	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	0,2174212	37,06%	Sin Garantía	2.693.226	4.809.318	7.502.544	1.080.762	-	-	-	-	1.080.762
Colombia	\$ Col	0,0831953	6,46%	Sin Garantía	32.928.994	76.448.340	109.377.334	38.158.543	9.092.465	9.092.465	9.092.465	27.277.398	92.713.336
Brasil	Real	0,0961144	14,53%	Sin Garantía	9.045.598	16.099.578	25.145.176	30.167.521	30.167.521	30.167.521	-	-	90.502.563
Total					87.930.880	100.190.665	188.121.545	75.268.453	81.428.276	39.559.428	9.092.465	27.277.398	232.626.020

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$ 654.354.668 (M\$ 423.123.934 al 31 de diciembre de 2015). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.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.

Table with columns: 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, Corriente (Menos de 90 días, Más de 90 días, Total Corriente), No Corriente (Uno a Dos Años, Dos a Tres Años, Tres a Cuatro Años, Cuatro a Cinco Años, Más de Cinco Años, Total No Corriente). Rows include companies like Ampla Energía S.A., Codensa, Chinango S.A.C., and Edesur S.A. across various countries and currencies.

18.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2016 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2016 M\$	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	-	2.948.827	2.948.827	-	-	-	-	388.960.853	388.960.853
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	3.702.837	3.702.837	3.855.689	4.077.390	4.311.838	4.559.767	1.886.118	18.690.802
Perú	US\$	6,59%	Sin Garantía	651.132	-	651.132	6.690.637	5.463.574	6.690.637	-	6.690.637	25.535.485
Perú	Soles	6,27%	Sin Garantía	10.788.867	20.504.146	31.293.013	-	42.812.109	25.886.391	19.912.609	145.940.505	234.551.614
Colombia	\$ Col	10,16%	Sin Garantía	153.373.228	-	153.373.228	106.728.453	132.686.629	73.597.188	224.310.020	455.767.738	993.090.028
Brasil	Real	13,50%	Sin Garantía	9.545.310	105.710.810	115.256.120	95.418.693	48.526.932	-	-	-	143.945.625
Total				174.358.537	132.866.620	307.225.157	212.693.472	233.566.634	110.486.054	248.782.396	999.245.851	1.804.774.407

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2015 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2015 M\$	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	7,00%	Sin Garantía	-	179.552.878	179.552.878	-	-	-	-	609.317	609.317
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	3.417.313	3.417.313	3.546.564	3.750.488	3.966.142	4.194.193	6.097.254	21.554.641
Perú	US\$	6,50%	Sin Garantía	1.025.402	14.223.478	15.248.880	-	7.111.739	5.807.446	7.111.739	7.111.739	27.142.663
Perú	Soles	6,44%	Sin Garantía	11.874.390	9.345.624	21.220.014	20.628.837	-	44.799.999	27.088.371	123.043.719	215.560.926
Colombia	\$ Col	10,81%	Sin Garantía	60.132.757	-	60.132.757	125.441.571	107.284.492	80.913.285	53.852.881	551.735.058	919.227.287
Brasil	Real	15,64%	Sin Garantía	-	76.649.745	76.649.745	87.811.094	79.034.498	40.774.981	-	-	207.620.573
Total				73.032.549	283.189.038	356.221.587	237.428.066	197.181.217	176.261.853	92.247.184	688.597.087	1.391.715.407

18.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$ 2.296.968.444 (M\$ 1.768.663.119 al 31 de diciembre de 2015). 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 3 g)). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 f.4).

18.4 Deuda de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2016, del total la deuda denominada en dólares estadounidenses (“dólar”) del Grupo, M\$ 106.418.951 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 (M\$ 933.447.012 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 119.366.828 correspondían a Operaciones Continuas) (Ver Nota 3.m).

El movimiento por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(5.732.192)	(38.783.599)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	122.075	(44.992.798)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(152.075)	3.172.291
Diferencias de conversión	387.959	(81.479)
Traspaso a activos para su disposición mantenidos para distribuir a los propietarios	-	74.953.393
Otros	(2.367.974)	-
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(7.742.207)	(5.732.192)

18.5 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Américas disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M\$ 86.993.868 (M\$ 34.332.376 al 31 de diciembre de 2015).

19. 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.

19.1 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 neta:

	31-12-2016	31-12-2015
	%	%
Deuda con tasa de interés fijo	44%	30%

19.2 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 es en base a flujos de caja y 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.

19.3 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 31 de diciembre de 2016, había operaciones de contratos de compra de futuros de energía por 69.84 GWh, para el periodo Ene-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 15.12 GWh para el periodo Ene-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 31 de diciembre de 2016, se liquidaron diez contratos de venta y uno de compra de futuros de energía cada uno por 0.36 GWh. Al 31 de diciembre de 2015, no hubo operaciones en el mercado de derivados energéticos.

19.4 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 18, 20 y Anexo 4).

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de M\$ 1.800.510.297 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 86.993.868 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de M\$ 1.185.163.344 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 34.332.376 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

19.5 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 calificación de riesgo equivalente a grado de inversión, en la medida de lo posible) 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).

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación de riesgo equivalente a grado de inversión.

19.6 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, respecto al Peso Chileno, 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 M\$ 112.729.307. 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.

20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

20.1 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 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

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	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos derivados	21.825.932	-	-	-	-	173.106
Otros activos de carácter financiero	-	44.019.453	25.201.114	1.038.079.067	-	-
Total Corriente	21.825.932	44.019.453	25.201.114	1.038.079.067	-	173.106
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	1.277.058	-
Otros activos de carácter financiero	-	320.461	36.272	318.332.881	687.458.647	-
Total No Corriente	-	320.461	36.272	318.332.881	688.735.705	-
Total	21.825.932	44.339.914	25.237.386	1.356.411.948	688.735.705	173.106

31 de diciembre de 2015						
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	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos derivados	4.427.286	-	-	-	-	1.172.125
Otros activos de carácter financiero	-	35.467.539	27.195.496	1.045.820.479	-	-
Total Corriente	4.427.286	35.467.539	27.195.496	1.045.820.479	-	1.172.125
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	616.296	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	978.556
Otros activos de carácter financiero	-	-	39.673	364.516.870	487.893.679	-
Total No Corriente	-	-	39.673	364.516.870	488.509.975	978.556
Total	4.427.286	35.467.539	27.235.169	1.410.337.349	488.509.975	2.150.681

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

31 de diciembre de 2016			
Pasivos financieros mantenidos para negociar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura	
M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	638.836	497.276.645	-
Instrumentos derivados	3.237.240	-	3.531.642
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.657.944.574	-
Total Corriente	3.876.076	2.155.221.219	3.531.642
Préstamos que devengan interés	76.648.045	2.309.358.632	-
Instrumentos derivados	-	-	10.747.217
Otros pasivos de carácter financiero	-	296.322.235	-
Total No Corriente	76.648.045	2.605.680.867	10.747.217
Total	80.524.121	4.760.902.086	14.278.859

31 de diciembre de 2015			
Pasivos financieros mantenidos para negociar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura	
M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	617.276.453	-
Instrumentos derivados	1.052.026	-	69.545.029
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.447.306.354	-
Total Corriente	1.052.026	2.064.582.807	69.545.029
Préstamos que devengan interés	-	1.846.995.721	-
Instrumentos derivados	-	-	300.871
Otros pasivos de carácter financiero	-	244.079.004	-
Total No Corriente	-	2.091.074.725	300.871
Total	1.052.026	4.155.657.532	69.845.900

20.2 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 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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:

	31 de diciembre de 2016				31 de diciembre de 2015			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	166.155	-	40.207	-	908.115	978.556	11.177	300.871
Cobertura flujos de caja	166.155	-	40.207	-	908.115	978.556	11.177	300.871
Cobertura de tipo de cambio:	6.951	-	3.491.435	10.747.217	264.010	-	69.533.852	-
Cobertura de flujos de caja	6.951	-	-	-	264.010	-	69.533.852	-
Cobertura de valor razonable	-	-	3.491.435	10.747.217	-	-	-	-
TOTAL	173.106	-	3.531.642	10.747.217	1.172.125	978.556	69.545.029	300.871

- 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 31-12-2016 M\$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2015 M\$
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(13.523.416)	(298.743)
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(40.207)	1.873.366
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	4.151	(314.746)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	162.006	-
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	(67.966.043)
FORWARD	Tipo de cambio	Otros	-	(19.920)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	6.951	-
FORWARD	Tipo de cambio	Costos operacionales	(715.238)	(969.133)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, ha sido la siguiente:

	31 de diciembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	5.622.666	-	-	-
Partida subyacente	-	5.763.802	-	-
TOTAL	5.622.666	5.763.802	-	-

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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:

	31 de diciembre de 2016				31 de diciembre de 2015			
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	21.825.932	3.237.240	-	-	4.427.286	1.052.026	-	-

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 Enersis 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 derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2016 y 2015, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados Financieros	31 de diciembre de 2016						
	Valor Razonable M\$	Valor Nominal					Total M\$
		Antes de 1 Año M\$	1-2 Años M\$	2-3 Años M\$	3-4 Años M\$	4-5 Años M\$	
Cobertura de tipo de interés:	125.948	22.734.662	-	-	-	-	22.734.662
Cobertura de flujos de caja	125.948	22.734.662	-	-	-	-	22.734.662
Cobertura de tipo de cambio:	(14.231.701)	9.195.235	30.812.341	57.047.508	-	-	97.055.084
Cobertura de flujos de caja	6.951	4.609.114	-	-	-	-	4.609.114
Cobertura de valor razonable	(14.238.652)	4.586.121	30.812.341	57.047.508	-	-	92.445.970
Derivados no designados contablemente de cobertura	18.588.692	1.000.566.439	-	-	-	-	1.000.566.439
TOTAL	4.482.939	1.032.496.336	30.812.341	57.047.508	-	-	1.120.356.185

Derivados Financieros	31 de diciembre de 2015						
	Valor Razonable M\$	Valor Nominal					Total M\$
		Antes de 1 Año M\$	1-2 Años M\$	2-3 Años M\$	3-4 Años M\$	4-5 Años M\$	
Cobertura de tipo de interés:	1.574.623	38.204.658	22.314.853	-	-	-	60.519.511
Cobertura de flujos de caja	1.574.623	38.204.658	22.314.853	-	-	-	60.519.511
Cobertura de tipo de cambio:	(69.269.842)	308.412.252	-	-	-	-	308.412.252
Cobertura de flujos de caja	(69.269.842)	308.412.252	-	-	-	-	308.412.252
Derivados no designados contablemente de cobertura	3.375.260	44.663.462	-	-	-	-	44.663.462
TOTAL	(64.319.959)	391.280.372	22.314.853	-	-	-	413.595.225

El monto nominal 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.

20.3 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 3.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-12-2016 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	208.353	35.247	173.106	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	21.825.932	-	21.825.932	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	43.013.881	43.013.881	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	687.458.647	-	687.458.647	-
Total	752.506.813	43.049.128	709.457.685	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	40.207	-	40.207	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	14.245.229	6.577	14.238.652	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3.237.240	-	3.237.240	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	638.836	-	638.836	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	76.648.045	-	76.648.045	-
Total	94.809.557	6.577	94.802.980	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-12-2015 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	2.150.681	-	2.150.681	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.427.286	-	4.427.286	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	35.467.539	35.467.539	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	487.893.679	-	487.893.679	-
Total	529.939.185	35.467.539	494.471.646	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	69.845.900	-	69.845.900	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.052.026	-	1.052.026	-
Total	70.897.926	-	70.897.926	-

20.3.1 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.

21. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corriente		No Corriente	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Acreedores comerciales	397.280.153	414.404.744	-	2.247.156
Otras cuentas por pagar	1.258.060.722	1.038.419.463	342.774.881	281.297.098
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.655.340.875	1.452.824.207	342.774.881	283.544.254

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corriente		No Corriente Uno a Cinco Años	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Proveedores por compra de energía	224.351.585	261.183.792	-	2.247.156
Proveedores por compra de combustibles y gas	31.458.051	39.116.975	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	542.003.125	446.669.578	18.213.568	18.190.772
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	93.004.708	106.531.865	-	-
Multas y reclamaciones (2)	115.424.845	94.165.502	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	13.874.757	12.867.918	23.049.578	17.940.704
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	200.329.207	86.077.354	50.949	2.648.714
IVA Debito Fiscal	42.054.243	43.676.292	46.401.697	39.465.249
Contrato Mitsubishi (LTSA)	15.451.101	15.390.966	-	-
Cuentas por pagar al personal	103.141.064	69.506.842	2.664.078	2.567.956
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	222.837.956	218.839.805	233.322.967	187.895.235
Otras cuentas por pagar	51.410.233	58.797.318	19.072.044	12.588.468
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.655.340.875	1.452.824.207	342.774.881	283.544.254

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 19.4.

(1) Al 31 de diciembre de 2016, en nuestra filial Edesur, se incluyen al M\$ 197.830.539 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (M\$142.620.396 al 31 de diciembre de 2015). Adicionalmente, se incluye un total de M\$ 258.330.384 (M\$ 261.114.644 al 31 de diciembre de 2015) por contratos de mutuo y cesión de créditos en garantía firmados con CAMMESA para (i) el financiamiento de necesidades operativas impostergables para el funcionamiento 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 y otras están a la espera de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016, la actualización del valor de las multas generó un costo financiero de M\$ 47.110.667 (Ver Notas 31 y 33.5).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2016 y 2015, se expone en Anexo 7.

22. PROVISIONES

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones	Corriente		No corriente	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Por reclamaciones legales	81.033.865	42.090.525	185.008.080	144.855.586
Por desmantelamiento o restauración (*)	2.365.398	750.345	7.864.139	6.328.957
Provisión Medio Ambiente (**)	19.004.466	73.381.544	40.291.360	31.880.082
Otras provisiones	17.609.716	11.076.762	115.907	783.659
Total	120.013.445	127.299.176	233.279.486	183.848.284

(*) 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 los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento o Restauración M\$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	186.946.111	7.079.302	117.122.047	311.147.460
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	77.486.339	1.554.158	20.929.913	99.970.410
Provisión Utilizada	(38.474.142)	(836.224)	(70.081.581)	(109.391.947)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	35.858.522	1.014.833	4.966.640	41.839.995
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	3.819.769	(219.359)	1.544.716	5.145.126
Otro Incremento (Decremento)	405.346	1.636.827	2.539.714	4.581.887
Total Movimientos en Provisiones	79.095.834	3.150.235	(40.100.598)	42.145.471
Saldo al 31 de diciembre de 2016	266.041.945	10.229.537	77.021.449	353.292.931

Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento o Restauración M\$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	223.968.140	32.216.194	31.282.191	287.466.525
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	22.857.949	24.158.277	106.100.964	153.117.190
Provisión Utilizada	(25.239.603)	(7.275)	(12.262.416)	(37.509.294)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	31.412.199	2.031.788	23.054.386	56.498.373
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(32.537.015)	(234.141)	(24.082.348)	(56.853.504)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (1)	(14.829.363)	(51.085.541)	(6.530.431)	(72.445.335)
Otro Incremento (Decremento)	(18.686.196)	-	(440.299)	(19.126.495)
Total Movimientos en Provisiones	(37.022.029)	(25.136.892)	85.839.856	23.680.935
Saldo Final al 31 de diciembre de 2015	186.946.111	7.079.302	117.122.047	311.147.460

(1) Ver nota 5.1

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

23.1 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 3.1.1. 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

Nuevo Plan de Salud: Consiste en la contratación de un operador para la prestación del servicio médico y odontológico a familiares (grupo familiar básico) de pensionados de Emgesa (121 beneficiarios actualmente). Este beneficio estuvo bajo la administración de la Organización Sindical (Sintraelec) hasta el 31 de marzo de 2016. A partir del 1 de abril de 2016, la administración de este beneficio quedó a cargo del empleador Emgesa, por lo que se suscribió un contrato con la compañía MEDPLUS Medicina Prepagada para continuar garantizando este beneficio. 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, término en el cual finaliza el beneficio. La Compañía reconoció contablemente a partir de este mes este beneficio el cual fue valorado por un actuario de la compañía AON.

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.

23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligaciones post empleo	228.525.324	187.270.474
Total Pasivo	228.525.324	187.270.474
Total Obligaciones Post Empleo, neto	228.525.324	187.270.474

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligaciones post empleo	575.377.309	428.066.630
(-) Plan de activos (*)	(384.821.181)	(284.231.299)
Total	190.556.128	143.835.331
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	22.373.345	22.057.178
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	15.595.851	21.377.965
Total Obligaciones Post Empleo, neto	228.525.324	187.270.474

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras filiales radicadas en Brasil (Ampla y Coelce).

(**) En Coelce, ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de M\$ 22.373.345 al 31 de diciembre de 2016 (M\$ 22.057.178 al 31 de diciembre de 2015), 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 Ampla, 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 M\$ 15.595.851 al 31 de diciembre de 2016 (M\$ 21.377.965 al 31 de diciembre de 2015) 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 Ampla), 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.

A continuación se presenta el saldo registrado en el estado de situación financiera consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor razonable de los activos afectos al 31 de diciembre de 2016 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Pasivo Actuarial	575.377.309	428.066.630	588.148.279	521.850.486	628.823.491
Activos Afectos	(384.821.181)	(284.231.299)	(368.008.708)	(322.830.274)	(393.880.165)
Diferencia	190.556.128	143.835.331	220.139.571	199.020.212	234.943.326
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	22.373.345	22.057.178	33.710.733	39.494.779	21.218.042
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	15.595.851	21.377.965	16.080.108	-	-
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	228.525.324	187.270.474	269.930.412	238.514.991	256.161.368

- b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Por los ejercicios terminados	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	2.504.931	7.092.780
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	58.882.192	56.568.888
Ingresos por intereses activos del plan	(42.362.834)	(38.428.236)
Costos de Servicios Pasados	1.758.899	(523)
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	3.476.115	3.619.155
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	24.259.303	28.852.064
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	19.879.558	19.027.368
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	44.138.861	47.879.432

Operaciones Discontinuadas	01-03-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Resultados operaciones discontinuadas	574.738	4.582.171

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

Pasivo Actuarial Neto	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	269.930.412
Costo Neto por Intereses	21.759.807
Costos de los Servicios en el Período	7.092.780
Beneficios Pagados en el Período	(19.628.639)
Aportaciones del Período	(15.322.998)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	33.191.124
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Cambios del Límite del Activo	(8.365.724)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	9.627.791
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	(55.023.456)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(523)
Diferencias de Conversión	(40.564.277)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	187.270.474
Costo Neto por Intereses	19.995.473
Costos de los Servicios en el Período	2.504.931
Beneficios Pagados en el Período	(12.862.593)
Aportaciones del Período	(16.841.277)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	57.155.289
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	9.580.234
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(32.200.640)
Cambios del Límite de Activo	(6.232.680)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(8.422.645)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.758.899
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	16.910.891
Traspaso del personal	(1.147.411)
Otros	(511.024)
Diferencia de conversión	11.567.403
Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de diciembre de 2016	228.525.324

(*) Ver Nota 5.1

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	588.148.279
Costo del servicio corriente (*)	7.092.780
Costo por intereses (*)	56.568.888
Aportaciones efectuadas por los participantes	453.243
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	33.191.124
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(108.872.703)
Contribuciones pagadas	(52.487.363)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(523)
Traspaso a pasivo mantenidos para distribuir a los propietarios	(55.023.456)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	428.066.630
Costo del servicio corriente	2.504.931
Costo por intereses	58.882.192
Aportaciones efectuadas por los participantes	406.132
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras (*)	57.155.289
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	9.580.234
Diferencia de conversión de moneda extranjera	50.801.062
Contribuciones pagadas	(49.030.516)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	1.758.899
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	16.910.891
Traspaso del personal	(1.147.411)
Otros	(511.024)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	575.377.309

(*) Los costos del servicio corriente del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue M\$ 4.810.031 durante el ejercicio 2015. Los costos de servicio corriente del ejercicio 2015 incluyen costos por nuevos planes de retiro por M\$1.484.025 y costos por resultados actuariales de premios por antigüedad por M\$1.380.360. Los costos por intereses del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$19.459.863. La pérdida actuarial neta de los planes definidos del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$ 13.381.836.

Al 31 de diciembre de 2016, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,34% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,72% a 31 de diciembre de 2015), en un 81,36% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (80,50% a 31 de diciembre de 2015), en un 15,49% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (15,01% a 31 de diciembre 2015), en un 2,34% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (3,16% a 31 de diciembre de 2015) y el 0,47% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,61% al 31 de diciembre de 2015).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Valor razonable del plan de activos	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	(368.008.708)
Ingresos por intereses	(38.428.236)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Diferencia de conversión de moneda extranjera	79.545.346
Aportaciones del empleador	(15.322.998)
Aportaciones pagadas	(453.243)
Contribuciones pagadas	32.858.724
Saldo al 31 de diciembre de 2015	(284.231.299)
Ingresos por intereses	(42.362.834)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(32.200.640)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(44.946.922)
Aportaciones del empleador	(16.841.277)
Aportaciones pagadas	(406.132)
Contribuciones pagadas	36.167.923
Saldo al 31 de diciembre de 2016	(384.821.181)

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Categoría de los Activos del Plan	31-12-2016		31-12-2015	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	16.583.600	4,31%	35.173.904	12,38%
Activos de renta fija	319.592.708	83,05%	210.347.356	74,01%
Inversiones inmobiliarias	43.911.876	11,41%	33.391.752	11,75%
Otros	4.732.997	1,23%	5.318.287	1,87%
Total	384.821.181	100%	284.231.299	100%

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras filiales brasileñas, Ampla y Coelce, 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 Coelce) mantiene acciones comunes de Coelce, mientras que Brasiletros (una institución similar para los empleados de Ampla) mantiene acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, ambas fundaciones tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Ampla y Coelce.

A continuación se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en acciones, arriendos e inmuebles propios del Grupo.

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Acciones	-	1
Inmuebles	18.554.488	16.535.844
Total	18.554.488	16.535.845

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	33.710.733
Intereses de Activo no reconocidos	3.619.155
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(8.365.724)
Diferencias de Conversión	(6.906.986)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	22.057.178
Intereses de Activo no reconocidos	3.476.115
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(6.232.680)
Diferencias de Conversión	3.072.733
Total Techo del Activo al 31 de diciembre de 2016	22.373.346

Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
Tasas de descuento utilizadas	4,70%	5,00%	12,2% - 12,31%	14,02% - 14,21%	6,54%	7,25%	5,50%	5,50%	6,20%	7,60%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	9,18%	9,69%	4,20%	4,20%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 RV-M-2014	RV-2009	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 RV-M-2014	RV 2004	CB-H-2014 RV-M-2014	RV 2009
Tasa de rotación esperada	6,12% - 7,00%	5,69%	4,55% - 5,68%	4,55% - 5,68%	0,35% - 0,74%	0,44% - 0,65%	1,20% - 1,52%	1,20% - 1,52%	3,88% - 4,20%	3,90% - 4,07%

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2016, 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 M\$ 46.997.078 (M\$ 32.618.877 al 31 de diciembre de 2015) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 55.052.865 (M\$ 38.040.654 al 31 de diciembre de 2015) 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 fueron de M\$ 4.591.012 y M\$ 4.799.333, respectivamente, los cuales en su totalidad corresponden a Operaciones Continuas.

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M\$ 34.797.933.

- **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	M\$
1	55.890.335
2	44.225.077
3	44.462.518
4	43.963.708
5	44.529.707
Más de 5	222.756.026

24. PATRIMONIO

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 31 de diciembre de 2016 asciende a \$ 4.621.809.178.631 representado por 58.324.975.387 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. El capital de Enel Américas al 31 de diciembre de 2015 ascendió a \$ 5.804.447.986.087 representado en 49.092.772.762 de acciones en ambos períodos. 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 al 31 de diciembre de 2016 ascienden a M\$ 94.046.713.075 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 M\$ 14.492.693.875 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 M\$ 79.554.019.200 correspondientes a las acciones de Endesa Américas compradas en la Oferta Pública de Acciones.

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 \$5.804.447.986.000, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de \$3.575.339.011.549, 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 \$2.229.108.974.451, 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 M\$79.554.019.

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 M\$1.046.470.168.
- (2) El monto total pagado por la recompra de acciones fue de M\$14.492.694.
- (3) El monto total de acciones de Endesa Américas compradas en la OPA fue de M\$79.554.019.

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 continuará 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.

24.1.2 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 \$0,83148 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 \$0,83148 por acción), y un dividendo adicional, que sumados ascienden a un total de \$305.078.934.556, que equivale a \$6,21433 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 \$264.259.128.599, que equivale a \$5,38285 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 \$1,23875 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 \$204.974.253.630, que equivale a \$4,17321 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 \$167.209.724.296, que equivale a \$3,40599 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 \$0,94664 por acción por un monto total de \$54.387.251.604, 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.

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
90	Provisorio	30-01-2015	0,83148	2014
91	Definitivo	25-05-2015	5,38285	2014
92	Provisorio	29-01-2016	1,23875	2015
93	Definitivo	24-05-2016	3,40599	2015
94	Provisorio	27-01-2017	0,94664	2016

24.2 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de,	
	2016 M\$	2015 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(85.158.910)	(81.730.224)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	97.776.402	97.135.435
Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	30.447.038	44.016.474
Dock Sud	(14.020.172)	(6.090.959)
Enel Brasil S.A.	(296.599.727)	(517.335.089)
Enel Generación Costanera S.A. (ex Central Costanera S.A.)	(2.198.481)	139.888
Emgesa S.A. E.S.P.	8.950.913	9.032.752
Enel Generación El Chocón S.A. (ex Hidroeléctrica El Chocón S.A.)	(64.805.100)	(48.704.485)
Generandes Perú S.A.	64.927.577	80.452.244
Enel Generación Piura S.A. (ex Empresa Eléctrica de Piura S.A.)	5.931.003	8.966.225
Otros	(5.635.874)	(4.875.175)
TOTAL	(260.385.331)	(418.992.914)

24.3 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.

24.4 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 31 de diciembre de 2016, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus filiales Ampla, Coelce, Enel Distribución Perú, Enel Generación Piura, Enel Generación Perú y Chinango asciende a M\$ 668.014.559, M\$ 58.359.679, M\$ 199.473.547, M\$ 56.824.398, M\$ 48.979.531 y M\$ 977.128, respectivamente.

24.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, fueron los siguientes:

	Saldo al 1 de enero de 2016 M\$	Movimiento 2016 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2016 M\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(418.992.914)	158.607.583	(260.385.331)
Coberturas de flujo de caja (b)	(9.826.557)	2.179.035	(7.647.522)
Activos financieros disponibles para la venta	(167.739)	319.842	152.103
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(101.436.996)	101.436.996	-
Otras reservas varias (c)	(2.628.536.018)	376.066.035	(2.252.469.983)
TOTAL	(3.158.960.224)	638.609.491	(2.520.350.733)

	Saldo al 1 de enero de 2015 M\$	Movimiento 2015 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	35.154.874	(454.147.788)	(418.992.914)
Coberturas de flujo de caja (b)	(69.404.677)	59.578.120	(9.826.557)
Activos financieros disponibles para la venta	14.046	(181.785)	(167.739)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	-	(101.436.996)	(101.436.996)
Otras reservas varias (c)	(2.619.970.627)	(8.565.391)	(2.628.536.018)
TOTAL	(2.654.206.384)	(504.753.840)	(3.158.960.224)

- 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 peso chileno (Nota 2.7.3) y
 - La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (Nota 3.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 3.f.5.).
- c) **Otras reservas varias.**

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Otras Reservas Varias	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(900.683.317)	(892.845.532)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	479.817.274	-
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(294.091.592)	(289.426.882)
Reserva transición a IFRS (4)	(997.915.790)	(1.455.137.625)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(489.213.328)	-
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(38.227.305)	-
Otras reservas varias (7)	(12.155.925)	8.874.021
Total	(2.252.469.983)	(2.628.536.018)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la restructuración 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. (ex Enersis Chile S.A.) (Ver Nota 5.1).
- 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 M\$ 37.877.290. Además, se incluye el efecto por M\$350.015 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.

24.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras al y por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Compañías	Participaciones No Controladoras				
	31-12-2016 %	Patrimonio		Resultado	
		31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ampla Energía E Serviços S.A.	0,36%	1.735.671	1.670.381	(154.382)	(39.491)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	26,00%	133.994.165	102.309.115	19.953.608	18.722.431
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,52%	294.254.383	270.808.395	58.465.318	63.817.434
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	402.781.136	412.145.236	86.052.535	109.187.510
Enel Distribucion Perú S.A.A (ex Edelnor S.A.A)	24,32%	81.256.041	75.852.375	15.044.949	15.467.507
Enel Generacion Perú S.A.A. (ex Edegel S.A.A)	16,40%	92.728.215	91.467.160	8.639.278	15.078.085
Chinango S.A.C.	20,00%	14.727.972	14.268.911	3.477.957	3.042.018
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	469.321	7.873.277	(5.817.925)	27.738.670
Enel Generacion Costanera S.A. (ex Central Costanera S.A.)	24,32%	5.376.086	3.759.405	2.745.894	(242.897)
Enel Generacion El Chocón S.A. (ex Hidroeléctrica El Chocón S.A.)	32,33%	46.498.068	48.208.347	10.329.344	35.783.793
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	22.170.133	24.059.619	4.021.366	11.745.296
Central Dock Sud S.A.	29,76%	21.702.544	23.536.086	3.949.998	11.624.813
Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra Chile S.A.) (1)	0,00%	-	10.118.233	274.125	1.743.825
Chilectra Américas S.A. (2)	0,00%	-	-	83.289	-
Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa Chile S.A.) (1)	0,00%	-	1.059.805.601	48.377.285	157.225.820
Endesa Américas S.A. (2)	0,00%	-	-	45.046.210	-
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (1)	7,35%	-	10.900.863	1.201.670	8.674.207
Enel Generacion Piura S.A. (ex Empresa Electrica de Piura S.A.)	3,50%	2.642.479	2.201.500	537.587	-
Otros		4.443.469	4.674.591	957.822	3.313.547
TOTAL		1.124.779.683	2.163.659.095	303.185.928	482.882.568

- (1) Al 31 de diciembre de 2015, estas entidades fueron clasificadas como operaciones discontinuadas. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas compañías dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1).
- (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 24.1.1)

25. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de,	
	2016 M\$	2015 M\$
Ventas de energía (1)	4.323.908.358	4.224.381.699
Generación	1.140.390.661	1.202.615.603
Clientes Regulados	110.739.036	141.728.020
Clientes no Regulados	709.697.806	664.527.858
Ventas de Mercado Spot	250.678.234	338.995.080
Otros Clientes	69.275.585	57.364.645
Distribución	3.183.517.697	3.021.766.096
Residenciales	1.443.432.457	1.485.240.702
Comerciales	888.463.061	722.634.924
Industriales	369.218.116	299.722.654
Otros Consumidores	482.404.063	514.167.816
Otras ventas	35.373.060	40.648.051
Ventas de gas	21.847.481	16.779.246
Ventas de productos y servicios	13.525.579	23.868.805
Otras prestaciones de servicios	408.844.273	402.615.560
Peajes y transmisión	292.949.677	248.565.422
Arriendo equipos de medida	74.132	70.485
Alumbrado público	5.085.646	23.162.879
Verificaciones y enganches	7.510.995	4.580.679
Servicios de ingeniería y consultoría	3.257.072	1.404.449
Otras prestaciones	99.966.751	124.831.646
Total Ingresos de actividades ordinarias	4.768.125.691	4.667.645.310

Otros Ingresos	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de,	
	2016 M\$	2015 M\$
Ingresos por contratos de construcción	270.075.694	230.687.290
Otros Ingresos (2)	159.084.585	403.106.978
Total Otros Ingresos	429.160.279	633.794.268

- (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 ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016 fueron de M\$ 419.665.450. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, se reconocieron ingresos por ventas de energía por M\$ 33.972.365 producto de la aplicación de la Resolución 32/2015 que estableció que a partir del 1 de febrero de 2015, los fondos provenientes del PUREE debían ser considerados como parte de los ingresos de las distribuidoras.
- (2) En Argentina, producto de la aplicación de la nueva Resolución 32/2015 de fecha 11 de marzo de 2015, que a efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, aprobó: (i) un aumento no recurrente de los ingresos de Edesur a partir del 01 de febrero de 2015, sin que ello implicara un aumento tarifario, que ascendió a M\$ 264.987.134, (ii) compensar hasta el 31 de enero de 2015, las deudas establecidas por el "Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica" (PUREE) hasta su concurrencia con los créditos establecidos por los costos no traspasados a tarifa a través del Mecanismo de Monitoreo de Costos ("MMC"), por un monto de M\$11.551.237; y (iii) una instrucción a CAMESA de emitir LVFVD por los montos que había determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo, por un monto de M\$40.953.407. En 2016, las anteriores medidas transitorias fueron discontinuadas ya que, como se indicó anteriormente, se actualizó cuadro tarifario para Edesur a través de la mencionada Resolución 1/2016 del ENRE.

Adicionalmente, los otros ingresos incluyen M\$ 59.235.949 y M\$ 52.400.888 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente, relacionados con los contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Central Costanera S.A. suscribió con CAMESA.

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de,	
	2016 M\$	2015 M\$
Compras de energía	(1.651.606.817)	(1.885.916.426)
Consumo de combustible	(244.886.033)	(258.113.922)
Gastos de transporte	(266.484.464)	(245.813.374)
Costos por contratos de construcción	(270.075.694)	(230.687.290)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(212.045.797)	(156.670.500)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(2.645.098.805)	(2.777.201.512)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Los gastos por beneficios a los empleados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de,	
	2016 M\$	2015 M\$
Sueldos y salarios	(270.822.889)	(309.761.095)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(8.854.842)	(9.609.364)
Seguridad social y otras cargas sociales	(134.441.521)	(159.641.192)
Otros gastos de personal	(9.244.846)	(8.686.496)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(423.364.098)	(487.698.147)

28. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO

El detalle de los gastos por depreciación, amortización y pérdida por deterioro por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre,	
	2016 M\$	2015 M\$
Depreciación	(235.574.729)	(245.598.045)
Amortización	(84.424.312)	(74.944.152)
Subtotal	(319.999.041)	(320.542.197)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(106.214.656)	(39.811.756)
Total	(426.213.697)	(360.353.953)

(*) Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Ejercicios terminados el 31 de diciembre,	
	2016 M\$	2015 M\$	2016 M\$	2015 M\$	2016 M\$	2015 M\$	2016 M\$	2015 M\$
Activos financieros (ver nota 8)	(9.995.956)	(4.794.591)	(78.660.049)	(34.909.411)	(95.529)	(75.708)	(88.751.534)	(39.779.710)
Otros activos financieros	(13.110.022)	-	-	-	(4.353.100)	-	(17.463.122)	-
Propiedad, planta y equipo (ver nota 15)	-	(32.046)	-	-	-	-	-	(32.046)
Total	(23.105.978)	(4.826.637)	(78.660.049)	(34.909.411)	(4.448.629)	(75.708)	(106.214.656)	(39.811.756)

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de,	
	2016 M\$	2015 M\$
Otros suministros y servicios	(147.298.051)	(58.304.067)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(90.335.758)	(162.323.852)
Reparaciones y conservación	(111.190.930)	(107.991.590)
Indemnizaciones y multas	(2.826.797)	(12.912.842)
Tributos y tasas	(24.898.571)	(32.252.186)
Primas de seguros	(28.448.289)	(28.245.178)
Arrendamientos y cánones	(11.678.441)	(12.449.187)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(3.526.540)	(5.270.796)
Otros aprovisionamientos	(118.144.838)	(53.888.664)
Gastos de viajes	(12.840.901)	(13.769.681)
Gastos de medioambiente	(1.511.614)	(1.120.706)
Total	(552.700.730)	(488.528.749)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 fue de M\$ 194.990 y M\$ 237.085, respectivamente.

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Ejercicios terminados el 31 de diciembre,	
	2016 M\$	2015 M\$
Disposiciones y bajas inmovilizado material	17.475.697	(6.758.695)
Otros (1)	(9.266.214)	192.470
Total Otras ganancias (pérdidas)	8.209.483	(6.566.225)

- (1) Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, se incluyen los efectos originados por la fusión de Codensa y DECSA y EEC relacionados con: (i) la pérdida por M\$ 11.556.684 por remediación del valor razonable de la participación pre-existente que Codensa tenía sobre DECSA y EEC; (ii) la pérdida por M\$ 2.456.619 por la reclasificación de la diferencia de conversión acumulada de la participación pre-existente que Codensa tenía sobre DECSA y EEC; y (iii) la ganancia por M\$ 4.708.663 reconocida en transacción de adquisición en condición muy ventajosa. Ver Nota 6.

31. RESULTADO FINANCIERO

El detalle del ingreso y gasto financiero por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos financieros	Ejercicios terminados el 31 de diciembre,	
	2016 M\$	2015 M\$
Efectivo y otros medios equivalentes	101.644.945	124.314.454
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	111.003	135.153
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (1)	37.303.103	37.618.478
Otros ingresos financieros (2)	47.878.463	132.702.187
Total Ingresos Financieros	186.937.514	294.770.272

Costos financieros	Ejercicios terminados el 31 de diciembre,	
	2016 M\$	2015 M\$
Costos Financieros	(522.800.993)	(385.455.340)
Préstamos bancarios	(57.308.976)	(38.921.033)
Obligaciones con el público	(192.607.024)	(179.258.559)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.549.452)	(1.414.900)
Valoración derivados financieros	(11.174.750)	(656.450)
Actualización financiera de provisiones (4)	(109.919.998)	(54.616.547)
Obligación por beneficios post empleo (3)	(20.106.476)	(19.595.016)
Gastos financieros activados	20.920.558	73.008.564
Otros costos financieros	(151.054.875)	(164.001.399)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(698.141)	(9.266.040)
Diferencias de cambio (**) (2)	39.850.562	128.238.047
Total Costos Financieros	(483.648.572)	(266.483.333)
Total Resultado Financiero	(296.711.058)	28.286.939

- (1) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Ampla y Coelce.
- (2) Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, nuestras filiales argentinas, Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón y Dock Sud, producto de la dolarización de las acreencias relacionadas al proyecto Central Vuelta de Obligado (VOSA) registraron diferencias de cambio positivas por un total de M\$ 141.559.960, y otros ingresos financieros por un total de M\$ 57.079.871 por los intereses devengados entre la fecha de vencimiento de cada liquidación de venta aportada al proyecto y de las acreencias dolarizadas. Adicionalmente, nuestra filial argentina, Edesur registro un ingreso financiero por M\$27.215.856 producto de la compensación que surge de la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) (Ver nota 33.5).
- (3) Ver nota 23.2.b).
- (4) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016 se incluyen M\$ 47.110.667 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 Notas 21 y 33.5). Adicionalmente, nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce, han reconocido M\$34.351.383 y M\$ 30.951.657 durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales (Ver Nota 22).

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 (*)	Ejercicios terminados el 31 de diciembre,	
	2016 M\$	2015 M\$
Otros activos financieros	10	-
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	36.471	1.240
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(695.250)	(9.267.280)
Otras provisiones	(39.372)	-
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(698.141)	(9.266.040)

Diferencias de Cambio (**)	Ejercicios terminados el 31 de diciembre,	
	2016 M\$	2015 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	10.239.814	7.304.624
Otros activos financieros	67.847.538	170.679.018
Otros activos no financieros	(1.413.526)	4.995.376
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7.307.240	51.506.895
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	499.124	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(37.327.934)	(44.858.948)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.144.094	(37.360.135)
Otros pasivos no financieros	(8.445.788)	(24.028.783)
Total Diferencias de Cambio	39.850.562	128.238.047

32. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

32.1 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 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 Ampla y Coelce; 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 de del Grupo. En este contexto y considerando el proceso de reestructuración societaria en curso, descrito en Nota 5.1, 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.

32.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	745.759.643	3.974.309.548	1.338.474.717	2.233.248.507	1.113.016.501	1.706.003.655	3.197.250.861	7.913.561.710
Efectivo y equivalentes al efectivo	394.918.734	158.234.836	372.652.977	174.458.784	1.032.938.586	852.469.724	1.800.510.297	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	17.658.485	11.466.253	34.990.586	34.171.369	38.570.534	22.624.824	91.219.605	68.262.446
Otros activos no financieros, corriente	17.819.024	26.895.066	76.703.728	72.076.278	1.502.473	3.017.713	96.025.225	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	215.705.335	281.533.993	807.300.896	802.286.571	7.212.996	4.311.003	1.030.219.227	1.088.131.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	61.906.976	69.698.172	7.717.238	27.676.364	(39.083.015)	(93.807.606)	30.541.199	3.566.930
Inventarios corrientes	32.313.348	33.665.661	33.525.093	61.185.174	571.608	207.062	66.410.049	95.057.897
Activos por impuestos corrientes, corriente	5.437.741	3.751.263	5.584.199	11.961.862	71.303.319	31.741.463	82.325.259	47.454.588
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	3.389.064.304	-	1.049.432.105	-	885.439.472	-	5.323.935.881
ACTIVOS NO CORRIENTES	3.539.807.873	4.070.922.143	4.242.778.102	4.091.696.107	301.718.670	(627.025.569)	8.084.304.645	7.535.592.681
Otros activos financieros no corrientes	1.267.061	625.982	687.804.828	488.884.301	20.549	17.921	689.092.438	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes	8.337.562	9.847.779	62.178.337	54.741.348	2.059.281	12.973.581	72.575.180	77.562.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	292.497.865	310.451.501	66.941.597	88.178.936	208.134	65.427	359.647.596	398.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	240.677	355.485	-	-	240.677	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	91.417.560	478.361.882	17.268	491.519.716	(90.249.867)	(938.921.153)	1.184.961	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	36.397.602	33.665.518	1.170.364.011	933.484.014	5.085.131	14.249.740	1.211.846.744	981.399.272
Plusvalía	12.739.519	100.700.655	87.951.185	76.703.162	377.818.418	266.795.230	478.509.122	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	3.052.464.550	3.097.266.606	2.094.171.642	1.905.927.300	3.700.867	372.727	5.150.337.059	5.003.566.633
Activos por impuestos diferidos	44.686.154	40.002.220	73.108.557	51.901.845	3.076.157	17.420.958	120.870.868	109.325.023
TOTAL ACTIVOS	4.285.567.516	8.045.231.691	5.581.252.819	6.324.944.614	1.414.735.171	1.078.978.086	11.281.555.506	15.449.154.391

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	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	792.682.510	2.735.116.868	1.757.079.613	1.838.355.464	9.028.231	(68.091.532)	2.558.790.354	4.505.380.800
Otros pasivos financieros corrientes	152.992.685	230.270.298	341.802.767	206.125.030	9.888.911	251.478.180	504.684.363	687.873.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	394.678.678	342.712.347	1.176.412.922	1.037.064.551	84.249.275	73.047.309	1.655.340.875	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	96.548.117	104.568.189	113.295.239	72.131.804	(98.139.317)	(66.802.485)	111.704.039	109.897.508
Otras provisiones corrientes	31.742.643	81.419.354	76.292.279	45.879.822	11.978.523	-	120.013.445	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	113.011.367	91.117.121	21.780.288	24.166.415	84.678	27.324.424	134.876.333	142.607.960
Otros pasivos no financieros corrientes	3.709.020	1.951.295	27.496.118	35.966.491	966.161	1.308.553	32.171.299	39.226.339
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.883.078.264	-	417.021.351	-	(354.447.513)	-	1.945.652.102
PASIVOS NO CORRIENTES	1.425.473.091	1.313.277.539	1.821.542.055	1.559.780.584	200.501.433	(119.092.912)	3.447.516.579	2.753.965.211
Otros pasivos financieros no corrientes	1.027.909.549	941.834.867	961.192.689	883.297.767	407.651.656	22.163.958	2.396.753.894	1.847.296.592
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	113.683.403	97.364.873	222.357.299	178.027.558	6.734.179	8.151.823	342.774.881	283.544.254
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	13.240.806	10.685.702	210.599.867	157.179.286	(223.840.673)	(167.864.988)	-	-
Otras provisiones no corrientes	52.299.461	41.883.233	180.771.384	141.808.620	208.641	156.431	233.279.486	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	176.738.031	181.262.110	36.075.916	34.940.876	7.815.710	15.701.629	220.629.657	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24.388.017	21.548.342	202.205.387	163.123.897	1.931.920	2.598.235	228.525.324	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes	17.213.824	18.698.412	8.339.513	1.402.580	-	-	25.553.337	20.100.992
PATRIMONIO NETO	2.067.411.915	3.996.837.284	2.002.631.151	2.926.808.566	1.205.205.507	1.266.162.530	5.275.248.573	8.189.808.380
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.067.411.915	3.996.837.284	2.002.631.151	2.926.808.566	1.205.205.507	1.266.162.530	4.150.468.890	6.026.149.285
Capital emitido	686.296.536	1.476.722.861	564.587.301	860.651.565	3.370.925.341	3.467.073.560	4.621.809.178	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	582.568.239	2.358.601.470	131.313.178	1.414.711.314	1.429.175.741	(392.651.261)	2.143.057.158	3.380.661.523
Primas de emisión	25.237.324	206.058.198	42.382.044	3.547.484	(67.619.368)	(209.605.682)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	(94.046.713)	-	(94.046.713)	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	773.309.816	(44.545.245)	1.264.348.628	647.898.203	(3.433.229.494)	(1.598.654.087)	(2.520.350.733)	(3.158.960.224)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	1.124.779.683	2.163.659.095
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.285.567.516	8.045.231.691	5.581.252.819	6.324.944.614	1.414.735.171	1.078.978.086	11.281.555.506	15.449.154.391

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	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES								
INGRESOS	1.832.553.706	1.730.679.482	3.857.347.068	3.890.722.930	(492.614.804)	(319.962.834)	5.197.285.970	5.301.439.578
Ingresos de actividades ordinarias	1.749.546.603	1.664.190.414	3.510.753.247	3.321.156.669	(492.174.159)	(317.701.773)	4.768.125.691	4.667.645.310
Ventas de energía	1.588.869.749	1.486.031.970	3.184.042.732	3.022.021.032	(449.004.123)	(283.671.303)	4.323.908.358	4.224.381.699
Otras ventas	27.010.786	21.124.909	2.217.428	19.523.142	6.144.846	-	35.373.060	40.648.051
Otras prestaciones de servicios	133.666.068	157.033.535	324.493.087	279.612.495	(49.314.882)	(34.030.470)	408.844.273	402.615.560
Otros ingresos	83.007.103	66.489.068	346.593.821	569.566.261	(440.645)	(2.261.061)	429.160.279	633.794.268
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(769.078.400)	(677.940.967)	(2.373.433.611)	(2.423.363.923)	497.413.206	324.103.378	(2.645.098.805)	(2.777.201.512)
Compras de energía	(308.347.858)	(235.046.359)	(1.820.089.885)	(1.951.642.845)	476.830.926	300.772.778	(1.651.606.817)	(1.885.916.426)
Consumo de combustible	(244.886.033)	(258.113.922)	-	-	-	-	(244.886.033)	(258.113.922)
Gastos de transporte	(138.952.698)	(124.612.122)	(154.388.360)	(147.073.303)	26.856.594	25.872.051	(266.484.464)	(245.813.374)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(76.891.811)	(60.168.564)	(398.955.366)	(324.647.775)	(6.274.314)	(2.541.451)	(482.121.491)	(387.357.790)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.063.475.306	1.052.738.515	1.483.913.457	1.467.359.007	4.798.402	4.140.544	2.552.187.165	2.524.238.066
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	10.913.895	14.387.605	56.260.014	52.567.319	72.476	146.345	67.246.385	67.101.269
Gastos por beneficios a los empleados	(91.230.952)	(107.442.489)	(311.327.429)	(365.312.291)	(20.805.717)	(14.943.367)	(423.364.098)	(487.698.147)
Otros gastos, por naturaleza	(108.419.018)	(94.645.958)	(383.384.811)	(371.666.189)	(60.896.901)	(22.216.602)	(552.700.730)	(488.528.749)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	874.739.231	865.037.673	845.461.231	782.947.846	(76.831.740)	(32.873.080)	1.643.368.722	1.615.112.439
Gasto por depreciación y amortización	(140.696.750)	(147.291.267)	(179.563.109)	(173.636.385)	260.818	385.455	(319.999.041)	(320.542.197)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(23.105.978)	(4.826.638)	(78.660.049)	(34.909.411)	(4.448.629)	(75.707)	(106.214.656)	(39.811.756)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	710.936.503	712.919.768	587.238.073	574.402.050	(81.019.551)	(32.563.332)	1.217.155.025	1.254.758.486
RESULTADO FINANCIERO	(100.463.836)	99.333.936	(261.843.538)	(96.763.807)	65.596.316	25.716.810	(296.711.058)	28.286.939
Ingresos financieros	45.160.453	87.953.972	105.611.180	177.195.764	36.165.881	29.620.536	186.937.514	294.770.272
Efectivo y otros medios equivalentes	38.305.538	86.230.102	27.369.142	8.572.458	35.970.265	29.511.894	101.644.945	124.314.454
Otros ingresos financieros	6.854.915	1.723.870	78.242.038	168.623.306	195.616	108.642	85.292.569	170.455.818
Costos financieros	(168.606.379)	(106.390.337)	(370.919.769)	(274.977.613)	16.725.155	(4.087.390)	(522.800.993)	(385.455.340)
Préstamos bancarios	(16.388.376)	(18.475.838)	(39.279.930)	(20.444.082)	(1.640.671)	(1.113)	(57.308.977)	(38.921.033)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(94.429.975)	(74.589.458)	(67.467.407)	(90.623.554)	(30.709.641)	(14.045.547)	(192.607.023)	(179.258.559)
Otros	(57.788.028)	(13.325.041)	(264.172.432)	(163.909.977)	49.075.467	9.959.270	(272.884.993)	(167.275.748)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	(698.141)	(9.266.040)	(698.141)	(9.266.040)
Diferencias de cambio	22.982.000	117.770.301	3.465.051	1.018.042	13.403.421	9.449.704	39.850.562	128.238.047
Positivas	86.750.004	204.417.779	28.050.640	8.061.894	59.667.933	62.529.598	174.468.577	275.009.271
Negativas	(63.767.914)	(86.647.478)	(24.585.589)	(7.043.852)	(46.264.512)	(53.079.894)	(134.618.015)	(146.771.224)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.209.140	2.678.513	975.936	787.056	(354.929)	(132.598)	1.830.147	3.332.971
Otras ganancias (pérdidas)	19.167.677	(394.854)	(10.964.459)	(6.171.371)	6.265	-	8.209.483	(6.566.225)
Resultado de Otras Inversiones	-	-	(9.266.479)	-	265	-	(9.266.214)	-
Resultados en Ventas de Activos	19.167.677	(394.854)	(1.697.980)	(6.171.371)	6.000	-	17.475.697	(6.566.225)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	630.849.484	814.537.363	315.406.012	472.253.928	(15.771.899)	(6.979.120)	930.483.597	1.279.812.171
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(249.299.022)	(294.987.941)	(128.995.175)	(124.120.856)	18.925.675	(104.554.415)	(359.368.522)	(523.663.212)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	381.550.462	519.549.422	186.410.837	348.133.072	3.153.776	(111.533.535)	571.115.075	756.148.959
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	115.130.387	388.320.526	115.130.387	388.320.526
GANANCIA (PÉRDIDA)	381.550.462	519.549.422	186.410.837	348.133.072	118.284.163	276.786.991	686.245.462	1.144.469.485
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	381.550.462	519.549.422	186.410.837	348.133.072	118.284.163	276.786.991	686.245.462	1.144.469.485
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	383.059.534	661.586.917
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	303.185.928	482.882.568
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO								
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	881.297.021	1.098.739.134	928.174.791	945.599.327	(97.232.340)	(120.887.859)	1.712.239.472	1.923.450.602
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(133.221.872)	(545.677.324)	(541.383.688)	(787.409.305)	177.634.044	117.787.581	(496.971.516)	(1.215.299.048)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(539.803.190)	(797.630.653)	(200.626.496)	(225.244.202)	778.293	(37.339.524)	(739.651.393)	(1.060.214.379)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

32.3 Países

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	1.133.059.486	7.206.153.017	383.395.558	335.086.963	924.414.972	790.909.682	466.871.907	372.444.839	360.638.046	246.261.307	(71.129.108)	(1.037.294.098)	3.197.250.861	7.913.561.710
Efectivo y equivalentes al efectivo	976.219.832	842.075.831	145.279.563	46.181.049	199.882.961	91.204.686	275.859.549	156.927.518	203.268.392	48.774.260	-	-	1.800.510.297	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	21.865.047	16.360.472	1.005.572	694.177	65.402.649	48.170.095	2.942.186	3.037.702	4.151	-	-	-	91.219.605	68.262.446
Otros activos no financieros, corriente	156.147	41.022	4.815.123	2.763.894	75.671.465	80.268.243	4.851.565	9.724.564	10.530.925	9.191.334	-	-	96.025.225	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.548.281	729.821	215.433.621	216.550.824	539.265.384	536.725.492	155.019.920	179.304.792	118.865.628	154.034.146	86.393	786.492	1.030.219.227	1.088.131.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	74.330.831	72.105.375	3.181.663	24.224.813	22.322.154	19.580.577	356.628	2.063.025	1.565.424	1.292.410	(71.215.501)	(115.699.270)	30.541.199	3.566.930
Inventarios corrientes	-	-	10.897.843	40.147.347	1.693.458	900.446	27.842.059	21.381.902	25.976.689	32.628.202	-	-	66.410.409	95.057.897
Activos por impuestos corrientes, corriente	58.939.348	28.523.295	2.782.173	4.524.859	20.176.901	14.060.143	-	5.336	426.837	340.955	-	-	82.325.259	47.454.588
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	6.246.317.201	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(922.381.320)	-	5.323.935.881
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.083.711.290	4.419.757.344	934.323.659	989.117.985	2.480.737.723	2.026.630.282	2.820.444.766	2.655.603.106	1.592.297.489	1.626.705.797	(3.827.210.282)	(4.182.221.833)	8.084.304.645	7.535.592.681
Otros activos financieros no corrientes	-	-	336.183	21.751	687.479.197	488.876.852	1.277.058	616.296	-	13.305	-	-	689.092.438	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes	1.608.523	9.809.121	2.085.239	3.927.495	64.736.129	60.707.204	4.145.289	3.380.076	-	-	-	(261.188)	72.575.180	77.562.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	159.825	-	277.661.656	307.327.055	59.280.698	81.551.731	22.545.417	9.817.078	-	-	-	-	359.647.596	396.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	34.660.419	-	240.677	355.485	13.259.121	34.884.531	-	-	-	-	-	-	240.677	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.044.244.975	4.392.452.234	26.179.549	33.278.110	-	-	5.645	29.497.710	87.863.952	78.272.852	(4.157.109.160)	(4.502.540.461)	1.184.961	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	5.174.866	1.901.334	1.133.804.899	910.420.453	48.839.016	36.607.957	24.027.963	32.469.528	-	-	1.211.846.744	981.399.272
Plusvalía	-	-	822.088	1.070.609	87.951.185	76.703.162	4.263.044	4.285.457	7.654.387	377.818.418	355.464.347	-	478.509.122	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	-	-	621.823.401	640.616.088	341.130.124	307.829.742	2.714.632.347	2.545.846.163	1.472.751.187	1.509.274.640	-	-	5.150.337.059	5.003.566.633
Activos por impuestos diferidos	3.037.548	17.495.989	-	620.058	93.096.370	65.656.607	24.736.950	25.552.369	-	-	-	-	120.870.868	109.325.023
TOTAL ACTIVOS	5.216.770.776	11.625.910.361	1.317.719.217	1.324.204.948	3.405.152.695	2.817.539.964	3.287.316.673	3.028.047.945	1.952.935.535	1.872.967.104	(3.898.339.390)	(5.219.515.931)	11.281.555.506	15.449.154.391

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Pais	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	585.878.623	2.214.708.056	660.811.979	650.930.971	829.389.573	649.275.989	648.166.283	589.400.597	345.878.331	313.823.925	(511.334.435)	87.241.262	2.558.790.354	4.505.380.800
Otros pasivos financieros corrientes	9.888.909	251.988.261	3.224.402	30.883.517	207.470.193	136.422.798	204.327.709	170.601.821	79.773.150	97.977.111	-	-	504.684.363	687.873.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	41.192.361	30.630.264	543.831.664	524.765.510	516.464.380	438.614.827	324.881.007	258.880.100	199.962.821	149.516.849	29.008.642	50.416.657	1.655.340.875	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	522.734.153	37.738.690	4.482.529	23.671.742	67.927.812	50.826.174	40.756.687	30.878.126	16.145.935	8.587.452	(540.343.077)	(41.804.676)	111.704.039	109.897.508
Otras provisiones corrientes	11.978.524	3.595	66.569.258	30.169.043	1.206.376	2.144.014	24.730.876	77.759.932	15.528.411	17.222.592	-	-	120.013.445	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	84.676	27.324.425	42.704.126	41.441.159	32.477.743	19.959.622	53.205.885	49.992.270	6.403.903	3.890.484	-	-	134.876.333	142.607.960
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	3.843.069	1.308.554	264.119	1.288.348	28.064.111	36.629.437	-	-	32.171.299	39.226.339
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.867.022.821	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.629.281	-	1.945.652.102
PASIVOS NO CORRIENTES	409.583.719	25.261.654	386.453.073	393.937.987	821.843.411	725.609.705	1.291.008.588	1.113.128.603	571.618.249	555.256.672	(32.990.461)	(59.229.410)	3.447.516.579	2.753.965.211
Otros pasivos financieros no corrientes	407.651.655	22.163.958	32.097.548	38.637.260	447.029.924	424.551.031	1.145.664.586	1.012.352.174	364.310.181	349.592.169	-	-	2.396.753.894	1.847.296.592
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	144	-	291.303.551	249.256.884	44.576.094	25.765.233	-	-	6.755.833	8.522.137	139.259	-	342.774.881	283.544.254
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	35.630.861	33.129.720	23.598.549	-	-	-	-	-	(33.129.720)	(59.229.410)	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	-	11.913.432	10.544.604	167.144.707	132.216.036	49.693.751	36.538.802	4.527.596	4.548.842	-	-	233.279.486	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	37.124.077	46.358.947	8.709.988	15.701.628	-	-	174.795.592	169.844.040	-	-	220.629.657	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.931.920	3.097.696	13.469.373	13.509.431	121.252.978	103.777.228	89.148.229	64.237.627	2.722.824	2.648.492	-	-	228.525.324	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	545.092	-	-	-	6.502.022	-	18.506.223	20.100.992	-	-	25.553.337	20.100.992
PATRIMONIO NETO	4.221.308.434	9.385.940.651	270.454.165	279.335.990	1.753.919.711	1.442.654.270	1.348.141.802	1.325.518.745	1.035.438.955	1.003.886.507	(3.354.014.494)	(5.247.527.783)	5.275.248.573	8.189.808.380
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	4.221.308.434	9.385.940.651	270.454.165	279.335.990	1.753.919.711	1.442.654.270	1.348.141.802	1.325.518.745	1.035.438.955	1.003.886.507	(3.354.014.494)	(5.247.527.783)	4.150.468.890	6.026.149.285
Capital emitido	4.887.115.404	8.275.947.660	158.141.600	157.658.399	287.284.757	216.661.867	148.731.647	149.451.431	510.245.405	484.427.384	(1.369.709.635)	(3.479.698.755)	4.621.809.178	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.675.148.316	3.903.767.587	197.754.436	24.530.244	167.496.700	144.278.288	236.308.527	322.708.452	36.035.147	66.656.282	(169.685.968)	(1.081.279.330)	2.143.057.158	3.380.661.523
Primas de emisión	-	206.574.859	-	-	614.091.688	535.555.881	67.571.929	2.981.182	47.439	49.641	(681.711.056)	(745.161.563)	-	-
Acciones propias en cartera	(94.046.713)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(94.046.713)	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(2.246.908.573)	(3.000.349.455)	(85.441.871)	97.147.347	685.046.566	546.158.234	895.529.699	850.377.680	489.110.964	452.753.200	(1.132.907.835)	58.611.865	(2.520.350.733)	(3.158.960.224)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.124.779.683	2.163.659.095
Total Patrimonio Neto y Pasivos	5.216.770.776	11.625.910.361	1.317.719.217	1.324.204.948	3.405.152.695	2.817.539.964	3.287.316.673	3.028.047.945	1.952.935.535	1.872.967.104	(3.898.339.390)	(5.219.515.931)	11.281.555.506	15.449.154.391

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

32.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
Pais	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
ACTIVOS	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	-	5.216.028.617	131.013.959	143.791.564	177.167.193	109.584.185	193.951.548	172.957.080	263.515.857	172.786.358	(19.888.914)	(1.840.838.256)	745.759.643	3.974.309.548
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	13.726.062	41.760.752	21.513.878	57.006.162	22.236.032	138.039.685	66.939.946	158.112.135	33.818.918	-	-	394.918.734	158.234.836
Otros activos financieros corrientes	-	2.649.187	-	-	14.763.882	5.824.350	2.890.452	2.992.716	4.151	-	-	-	17.658.485	11.466.253
Otros activos no financieros, corriente	-	47	1.443.895	1.458.900	6.990.632	11.386.388	2.141.918	7.812.064	7.242.579	6.237.667	-	-	17.819.024	26.895.066
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	15.361	79.484.119	91.879.708	51.686.998	27.816.899	41.022.853	80.179.914	43.538.850	81.432.845	(27.485)	209.266	215.705.335	281.533.993
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	28.482.912	3.283.009	24.188.529	43.774.996	40.682.826	72.052	7.299.356	34.638.348	28.001.327	(19.861.429)	(58.956.778)	61.906.976	69.698.172
Inventarios corrientes	-	-	2.260.011	2.707.246	322.652	19.388	9.784.588	7.727.748	19.946.097	23.211.279	-	-	32.313.348	33.665.661
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	2.782.173	2.043.303	2.621.871	1.618.302	-	5.336	33.697	84.322	-	-	5.437.741	3.751.263
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	5.171.155.048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.782.090.744)	-	3.389.064.304
ACTIVOS NO CORRIENTES	-	34.135	464.827.055	514.526.563	398.856.323	377.376.503	1.820.385.877	1.807.828.818	855.738.618	903.328.613	-	467.827.511	3.539.807.873	4.070.922.143
Otros activos financieros no corrientes	-	-	(412)	-	1	1	1.267.472	612.676	-	13.305	-	-	1.267.061	625.982
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	1.834.261	3.600.646	5.080.410	5.159.456	1.422.891	1.087.677	-	-	-	-	8.337.562	9.847.779
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	276.413.879	301.118.584	9.126.684	7.390.854	6.957.302	1.942.063	-	-	-	-	292.497.865	310.451.501
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	24.422.654	-	-	-	-	-	(24.422.654)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	2.668.324	2.083.893	37.300.460	32.530.127	-	-	51.448.776	40.166.814	-	403.581.048	91.417.560	478.361.882
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	44.948	3.219.490	2.367.312	22.381.473	20.180.823	10.796.639	11.072.435	-	-	36.397.602	33.665.518
Plusvalía	-	-	822.088	1.070.608	-	-	4.263.044	4.285.458	7.654.387	6.675.472	-	88.669.117	12.739.519	100.700.655
Propiedades, planta y equipo	-	-	183.088.915	205.987.826	321.053.944	284.339.062	1.762.482.875	1.761.539.131	785.838.816	845.400.587	-	-	3.052.464.550	3.097.266.606
Activos por impuestos diferidos	-	34.135	-	620.058	23.075.334	21.167.037	21.610.820	18.180.990	-	-	-	-	44.686.154	40.002.220
TOTAL ACTIVOS	-	5.216.062.752	595.841.014	658.318.127	576.023.516	486.960.688	2.014.337.425	1.980.785.898	1.119.254.475	1.076.114.971	(19.888.914)	(1.373.010.745)	4.285.567.516	8.045.231.691

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	
		31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	-	1.828.533.074	164.455.606	219.381.678	164.430.623	126.744.267	283.176.032	349.716.663	180.620.249	149.548.832	-	61.192.354	792.682.510	2.735.116.868	
Otros pasivos financieros corrientes	-	417.400	3.224.402	30.356.957	1.821.651	1.718.719	103.261.274	135.606.953	44.685.358	62.170.269	-	-	152.992.685	230.270.298	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	158.892	107.993.996	121.997.587	74.995.236	47.259.646	103.343.637	89.385.378	108.345.809	67.063.567	-	16.847.277	394.678.678	342.712.347	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	2.336	3.849.497	22.841.700	52.259.088	57.806.281	25.736.524	22.926.498	14.703.008	11.770.115	-	(10.778.741)	96.548.117	104.568.189	
Otras provisiones corrientes	-	-	7.404.534	2.744.275	-	-	18.688.050	72.379.364	5.650.059	6.295.715	-	-	31.742.643	81.419.354	
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	41.983.177	41.441.159	32.477.740	19.959.621	32.146.547	28.563.318	6.403.903	1.153.023	-	-	113.011.367	91.117.121	
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	2.876.908	-	-	855.152	832.112	1.096.143	-	-	3.709.020	1.951.295	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.827.954.446	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.123.818	-	1.883.078.264	
PASIVOS NO CORRIENTES	-	199.807	186.170.232	218.971.414	40.813.336	34.180.263	949.335.325	831.187.905	269.043.112	277.281.858	(19.888.914)	(48.543.708)	1.425.473.091	1.313.277.539	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	32.097.548	38.637.260	2.732.914	3.012.998	885.943.060	781.500.274	107.136.027	118.684.335	-	-	1.027.909.549	941.834.867	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	113.228.702	94.453.409	454.701	2.911.464	-	-	-	-	-	-	113.683.403	97.364.873	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	35.630.861	33.129.720	23.598.549	-	-	-	-	(19.888.914)	(48.543.708)	13.240.806	10.685.702	
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	4.496.001	4.657.252	43.583.548	32.991.300	4.219.912	4.234.681	-	-	52.299.461	41.883.233	
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	37.124.077	46.358.947	-	-	-	-	139.613.954	134.903.163	-	-	176.738.031	181.262.110	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	199.807	3.719.905	3.890.937	-	-	19.808.717	16.696.331	859.395	761.267	-	-	24.388.017	21.548.342	
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	17.213.824	18.698.412	-	-	17.213.824	18.698.412	
PATRIMONIO NETO	-	3.387.329.871	245.215.176	219.965.035	370.779.557	326.036.158	781.826.068	799.881.330	669.591.114	649.284.281	-	(1.385.659.391)	2.067.411.915	3.996.837.284	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	3.387.329.871	245.215.176	219.965.035	370.779.557	326.036.158	781.826.068	799.881.330	669.591.114	649.284.281	-	(1.385.659.391)	2.067.411.915	3.996.837.284	
Capital emitido	-	2.041.622.319	100.728.542	82.865.510	103.404.348	90.172.688	145.731.804	146.498.021	336.431.842	323.227.193	-	(1.207.662.870)	686.296.536	1.476.722.861	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	1.726.639.410	236.579.694	49.183.508	163.776.977	134.179.155	146.488.536	217.958.120	35.723.032	48.944.655	-	181.696.622	582.568.239	2.358.601.470	
Primas de emisión	-	206.008.557	-	-	-	-	25.189.885	-	47.439	49.641	-	-	25.237.324	206.058.198	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	-	(686.940.415)	(92.093.060)	87.916.017	103.598.232	101.684.315	464.415.843	435.425.189	297.388.801	277.062.792	-	(359.693.143)	773.309.816	(44.545.245)	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	-	5.216.062.752	595.841.014	658.318.127	576.023.516	486.960.688	2.014.337.425	1.980.785.898	1.119.254.475	1.076.114.971	(19.888.914)	(1.373.010.745)	4.285.567.516	8.045.231.691	

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 y Transmisión														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS	-	-	207.605.200	212.136.445	387.093.920	305.829.811	778.880.285	778.768.427	458.974.301	437.887.044	-	(3.942.245)	1.832.553.706	1.730.679.482	
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	146.942.061	157.348.898	371.927.879	305.829.811	772.601.727	769.665.035	458.074.936	435.277.054	-	(3.930.384)	1.749.546.603	1.664.190.414	
Ventas de energía	-	-	146.931.948	118.064.590	320.061.268	250.599.834	762.550.451	762.280.521	359.328.032	355.087.025	-	-	1.588.869.749	1.486.031.970	
Otras ventas	-	-	-	-	-	-	9.224.392	7.290.919	17.086.394	13.833.990	-	-	27.010.786	21.244.909	
Otras prestaciones de servicios	-	-	10.113	39.284.308	51.866.611	55.229.977	126.884	93.595	81.662.460	66.356.039	-	(3.930.384)	133.666.068	157.033.535	
Otros ingresos	-	-	60.663.139	54.787.547	15.166.041	-	6.278.558	9.103.392	899.365	2.609.990	-	(11.861)	83.007.103	66.489.068	
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	(59.538.589)	(50.332.370)	(181.654.011)	(131.431.046)	(293.212.188)	(321.664.855)	(234.673.612)	(174.512.696)	-	-	(769.078.400)	(677.940.967)	
Compras de energía	-	-	(838.294)	(1.479.711)	(112.379.413)	(57.315.995)	(131.994.695)	(162.261.692)	(65.104.559)	(17.092.514)	1.969.103	3.103.553	(308.347.858)	(235.046.359)	
Consumo de combustible	-	-	(49.122.888)	(39.487.378)	(49.847.399)	(61.626.347)	(47.273.727)	(62.987.536)	(98.642.019)	(94.012.661)	-	-	(244.886.033)	(258.113.922)	
Gastos de transporte	-	-	(2.493.411)	(883.161)	(13.705.014)	(12.466.467)	(71.929.576)	(64.562.969)	(48.855.594)	(43.595.972)	(1.969.103)	(3.103.553)	(138.952.698)	(124.612.122)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(7.083.996)	(8.482.120)	(5.722.185)	(22.237)	(42.014.190)	(31.852.568)	(22.071.440)	(19.811.549)	-	-	(76.891.811)	(60.168.564)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	148.066.611	161.804.075	205.439.909	174.398.765	485.668.097	457.103.572	224.300.689	263.374.348	-	(3.942.245)	1.063.475.306	1.052.738.515	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	9.220.995	3.949.935	767.752	1.029.091	772.531	5.344.745	152.617	431.498	-	-	3.632.336	10.913.895	
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(45.844.715)	(56.220.837)	(10.512.638)	(11.749.821)	(15.961.883)	(20.843.530)	(18.911.716)	(18.628.501)	-	-	(91.230.952)	(107.442.489)	
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(19.344.113)	(23.389.085)	(12.463.402)	(10.599.409)	(33.197.259)	(29.558.639)	(43.414.244)	(31.408.734)	-	-	309.909	(108.419.018)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	-	-	92.098.778	86.144.088	183.231.621	153.078.826	437.281.486	412.046.148	162.127.246	157.668.611	-	-	874.739.231	865.037.673	
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(30.579.755)	(34.934.726)	(20.794.777)	(21.509.767)	(42.522.707)	(39.108.707)	(46.799.511)	(51.738.067)	-	-	(140.696.750)	(147.291.267)	
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(34.767)	-	(392.503)	(13.312)	(22.678.708)	(109.012)	-	(4.704.314)	-	-	(23.105.978)	(4.826.638)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-	-	61.484.256	51.209.362	162.044.341	131.555.747	372.080.071	372.828.429	115.327.835	157.326.230	-	-	710.936.503	712.919.768	
RESULTADO FINANCIERO	-	-	5.281.267	133.277.754	(513.069)	22.320.357	(98.230.553)	(39.872.136)	(7.001.481)	(16.392.039)	-	-	(100.463.836)	99.333.936	
Ingresos financieros	-	-	23.633.633	75.454.262	10.476.279	10.178.944	10.327.720	3.321.340	2.047.160	970.851	(1.323.339)	(1.971.425)	45.160.453	87.953.972	
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	21.581.841	75.357.320	5.942.136	7.132.537	9.542.080	2.942.242	1.239.481	798.003	-	-	38.305.538	86.230.102	
Otros ingresos financieros	-	-	2.050.792	96.942	4.534.143	3.046.407	785.640	379.098	807.679	172.848	(1.323.339)	(1.971.425)	6.854.915	1.723.870	
Costos financieros	-	-	(41.062.872)	(40.380.160)	(11.650.696)	(11.661.217)	(109.051.496)	(44.085.917)	(8.164.654)	(12.234.468)	1.323.339	1.971.425	(168.606.379)	(106.390.337)	
Préstamos bancarios	-	-	(1.435.270)	(5.338.424)	(389.902)	(288.377)	(11.134.653)	(8.596.486)	(3.428.551)	(4.252.551)	-	-	(16.388.376)	(18.475.838)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	-	(91.569.896)	(71.452.386)	(2.860.079)	(3.137.072)	-	-	(57.788.028)	(74.589.458)	
Otros	-	-	(39.627.602)	(35.041.736)	(11.260.794)	(11.372.840)	(6.346.947)	35.962.955	(1.876.024)	(4.844.845)	1.323.339	1.971.425	(94.429.975)	(13.325.041)	
Diferencias de cambio	-	-	22.711.506	98.203.652	661.348	23.802.630	493.223	892.441	(863.987)	(5.128.422)	-	-	22.982.090	117.770.301	
Positivas	-	-	53.596.741	188.314.172	17.135.063	44.422.294	2.624.768	1.875.433	22.147.762	2.210.163	(8.754.331)	(32.404.283)	86.750.004	204.417.779	
Negativas	-	-	(30.885.235)	(90.110.520)	(16.473.715)	(20.619.664)	(2.131.546)	(982.992)	(23.031.749)	(7.338.585)	8.754.331	32.404.283	(63.767.914)	(86.647.478)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	1.209.140	2.678.513	-	-	-	-	-	-	-	-	1.209.140	2.678.513	
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	(67.116)	(428.872)	-	-	47.188	(110.332)	19.187.605	144.350	-	-	19.167.677	(394.854)	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultados en Ventas de Activos	-	-	(67.116)	(428.872)	-	-	47.188	(110.332)	19.187.605	144.350	-	-	19.167.677	(394.854)	
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	-	67.907.547	186.736.757	161.531.272	153.876.104	273.896.706	332.845.961	127.513.959	141.078.541	-	-	630.849.484	814.537.363	
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(23.095.829)	(78.511.077)	(56.307.496)	(53.206.799)	(106.927.731)	(120.949.697)	(62.967.966)	(42.320.368)	-	-	(249.299.022)	(294.987.941)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	-	44.811.718	108.225.680	105.223.776	100.669.305	166.968.975	211.896.264	64.545.993	98.758.173	-	-	381.550.462	519.549.422	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
GANANCIA (PÉRDIDA)	-	-	44.811.718	108.225.680	105.223.776	100.669.305	166.968.975	211.896.264	64.545.993	98.758.173	-	-	381.550.462	519.549.422	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO															
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	147.723.267	451.437.274	43.327.040	106.129.177	155.045.628	118.976.796	351.848.797	254.539.609	183.401.849	170.273.397	(49.560)	(2.617.119)	881.297.021	1.098.739.134	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(45.466.005)	(132.211.583)	(23.011.097)	(78.645.571)	(17.599.694)	(4.610.998)	(74.674.288)	(159.371.575)	27.529.212	(56.503.902)	-	(114.333.695)	(133.221.872)	(545.677.324)	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(152.507.855)	(320.808.291)	9.043.172	(20.192.869)	(108.595.502)	(159.800.756)	(204.150.609)	(259.847.758)	(83.592.396)	(153.855.492)	-	116.874.513	(539.803.190)	(797.630.653)	

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														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	-	1.068.956.933	253.221.877	191.441.460	679.377.555	653.342.371	275.367.757	207.553.675	132.512.236	116.371.663	(2.004.708)	(4.417.595)	1.338.474.717	2.233.248.507	
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	10.694.452	103.517.648	24.665.201	86.201.338	34.293.476	137.819.864	89.987.572	45.114.127	14.818.083	-	-	372.652.977	174.458.784	
Otros activos financieros corrientes	-	188.143	1.005.572	694.177	33.933.280	33.244.064	51.734	44.985	-	-	-	-	34.990.586	34.171.369	
Otros activos no financieros, corriente	-	-	3.316.942	1.261.261	67.420.508	65.958.327	2.709.647	1.912.501	3.256.631	2.944.189	-	-	76.703.728	72.076.278	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	105	135.949.502	124.663.167	485.003.579	508.562.286	113.997.067	99.124.879	72.351.507	69.883.209	(759)	52.925	807.300.896	802.286.571	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	8.208.642	794.381	239.991	521.229	1.564.236	2.731.974	2.829.584	5.673.603	19.302.467	(2.003.949)	(4.468.556)	7.717.238	27.676.364	
Inventarios corrientes	-	-	8.637.832	37.440.101	799.198	673.996	18.057.471	13.654.154	6.030.592	9.416.923	-	-	33.525.093	61.185.174	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	431.522	-	2.477.562	5.498.423	9.045.986	-	-	85.776	6.792	-	-	5.584.199	11.961.862	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	1.049.434.069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.964)	-	1.049.432.105	
ACTIVOS NO CORRIENTES	-	462.047.875	445.997.002	443.412.233	2.096.987.666	1.662.603.605	1.000.058.888	847.774.289	699.734.546	675.858.105	-	-	4.242.778.102	4.091.696.107	
Otros activos financieros no corrientes	-	-	336.595	21.751	687.458.647	488.858.930	9.586	3.620	-	-	-	-	687.804.828	488.884.301	
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	250.978	326.850	59.204.962	52.122.099	2.722.397	2.292.399	-	-	-	-	62.178.337	54.741.348	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	1.247.777	6.208.472	50.105.705	74.095.449	15.588.115	7.875.015	-	-	-	-	66.941.597	88.178.936	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	240.677	355.485	-	-	-	-	-	-	-	-	240.677	355.485	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	462.006.979	11.623	15.027	-	-	5.645	29.497.710	-	-	-	-	17.268	491.519.716	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	5.174.866	1.856.386	1.127.372.940	905.374.088	26.457.543	16.427.134	11.358.662	9.826.406	-	-	1.170.364.011	933.484.014	
Plusvalía	-	-	-	-	87.951.185	76.703.162	-	-	-	-	-	-	87.951.185	76.703.162	
Propiedades, planta y equipo	-	-	438.734.486	434.628.262	14.911.800	20.960.307	952.149.472	784.307.032	688.375.884	666.031.699	-	-	2.094.171.642	1.905.927.300	
Activos por impuestos diferidos	-	40.896	-	-	69.982.427	44.489.570	3.126.130	7.371.379	-	-	-	-	73.108.557	51.901.845	
TOTAL ACTIVOS	-	1.531.004.808	699.218.879	634.853.693	2.776.365.221	2.315.945.976	1.275.426.645	1.055.327.964	832.246.782	792.229.768	(2.004.708)	(4.417.595)	5.581.252.819	6.324.944.614	

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	País	Distribución														
		Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales		
		31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																
PASIVOS CORRIENTES																
Otros pasivos financieros corrientes		-	418.047.564	497.137.195	431.630.046	710.291.176	552.804.640	367.437.649	247.749.856	184.218.301	192.540.953	(2.004.708)	(4.417.595)	1.757.079.613	1.838.355.464	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		-	92.682	-	526.559	205.648.540	134.704.079	101.066.435	34.994.868	35.087.792	35.806.842	-	-	341.802.767	206.125.030	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		-	293.820	435.634.269	402.486.702	428.822.863	383.345.351	221.537.370	169.494.726	90.418.420	81.443.952	-	-	1.176.412.922	1.037.064.551	
Otras provisiones corrientes		-	636.116	1.617.253	1.192.017	74.613.395	32.611.195	17.467.561	16.017.544	21.601.738	26.092.527	(2.004.708)	(4.417.595)	113.295.239	72.131.804	
Pasivos por impuestos corrientes		-	3.595	59.164.724	27.424.768	1.206.377	2.144.014	6.042.826	5.380.567	9.878.352	10.926.878	-	-	76.292.279	45.879.822	
Otros pasivos no financieros corrientes		-	-	720.949	-	-	-	1	21.059.338	21.428.954	2.737.460	-	-	21.780.288	24.166.415	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-	417.021.351	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	417.021.351	
PASIVOS NO CORRIENTES																
Otros pasivos financieros no corrientes		-	299.654	200.282.841	174.966.573	983.604.330	832.749.665	341.673.263	281.940.695	295.981.621	269.823.997	-	-	1.821.542.055	1.559.780.584	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes		-	-	-	-	444.297.009	421.538.033	259.721.526	230.851.899	257.174.154	230.907.835	-	-	961.192.689	883.297.767	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes		-	-	178.074.849	154.803.475	44.120.133	22.852.766	-	-	162.317	371.317	-	-	222.357.299	178.027.558	
Otras provisiones no corrientes		-	-	-	-	210.599.867	157.179.286	-	-	-	-	-	-	210.599.867	157.179.286	
Pasivo por impuestos diferidos		-	-	11.913.432	10.544.604	162.440.065	127.402.352	6.110.203	3.547.501	307.684	314.163	-	-	180.771.384	141.808.620	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		-	299.654	9.749.468	9.618.494	121.252.978	103.777.228	69.339.512	47.541.295	1.863.429	1.887.226	-	-	202.205.387	163.123.897	
Otros pasivos no financieros no corrientes		-	-	545.092	-	-	-	6.502.022	-	1.292.399	1.402.580	-	-	8.339.513	1.402.580	
PATRIMONIO NETO																
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora																
Capital emitido		-	1.112.657.590	1.798.843	28.257.074	1.082.469.715	930.391.671	566.315.733	525.637.413	352.046.860	329.864.818	-	-	2.002.631.151	2.926.808.566	
Ganancias (pérdidas) acumuladas		-	367.928.682	36.136.963	47.061.353	380.815.741	312.041.595	2.999.843	2.953.410	144.634.754	130.666.525	-	-	564.587.301	860.651.565	
Primas de emisión		-	1.225.045.537	(35.791.771)	(20.697.376)	61.595.016	82.104.937	89.819.991	104.750.330	15.689.942	23.507.886	-	-	131.313.178	1.414.711.314	
Acciones propias en cartera		-	566.302	-	-	-	-	42.382.044	2.981.182	-	-	-	-	42.382.044	3.547.484	
Otras participaciones en el patrimonio		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas		-	(480.882.931)	1.453.651	1.893.097	640.058.958	536.245.139	431.113.855	414.952.491	191.722.164	175.690.407	-	-	1.264.348.628	647.898.203	
Participaciones no controladoras																
Total Patrimonio Neto y Pasivos		-	1.531.004.808	699.218.879	634.853.693	2.776.365.221	2.315.945.976	1.275.426.645	1.055.327.964	832.246.782	792.229.768	(2.004.708)	(4.417.595)	5.581.252.819	6.324.944.614	

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														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS	-	-	664.100.267	607.344.916	1.684.138.548	1.836.864.322	923.911.912	884.467.266	585.196.341	562.046.426	-	-	3.857.347.068	3.890.722.930	
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	635.354.040	278.475.279	1.374.605.215	1.606.176.000	918.407.134	876.948.863	582.386.858	559.556.527	-	-	3.510.753.247	3.321.156.669	
Ventas de energía	-	-	593.736.386	261.053.382	1.280.345.633	1.509.823.358	762.602.031	723.092.341	547.358.682	528.051.398	-	-	3.184.042.732	3.022.021.032	
Otras ventas	-	-	139.001	460.133	1.424.402	16.073.260	109.606	217.554	544.419	2.772.195	-	-	2.217.428	19.523.142	
Otras prestaciones de servicios	-	-	41.478.653	16.961.764	92.835.180	80.279.382	155.895.497	153.638.415	34.483.757	28.732.934	-	-	324.493.087	279.612.495	
Otros ingresos	-	-	28.746.227	328.869.637	309.533.333	230.688.322	5.504.778	7.518.403	2.809.483	2.488.899	-	-	346.593.821	569.566.261	
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	(303.352.490)	(157.387.237)	(1.142.263.697)	(1.386.390.872)	(532.281.721)	(500.570.712)	(395.535.703)	(379.015.102)	-	-	(2.373.433.611)	(2.423.363.923)	
Compras de energía	-	-	(267.275.505)	(155.612.243)	(783.387.248)	(1.068.487.043)	(397.230.120)	(375.946.994)	(372.197.012)	(351.596.619)	-	-	(1.820.089.885)	(1.951.642.845)	
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos de transporte	-	-	(812.463)	(720.575)	(63.608.227)	(63.516.659)	(89.967.670)	(82.836.069)	-	-	-	-	(154.388.360)	(147.073.303)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(35.264.522)	(1.054.419)	(295.268.222)	(254.387.170)	(45.083.931)	(41.787.703)	(23.338.691)	(27.418.483)	-	-	(398.955.366)	(324.647.775)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	360.747.777	449.957.679	541.874.851	450.473.450	391.630.191	383.896.554	189.660.638	183.031.324	-	-	1.483.913.457	1.467.359.007	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	27.164.958	34.701.198	16.503.934	9.135.951	8.083.645	4.448.164	4.507.477	4.282.006	-	-	56.260.014	52.567.319	
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(177.539.906)	(226.741.261)	(74.766.059)	(79.431.903)	(35.633.854)	(36.740.363)	(23.387.610)	(22.398.764)	-	-	(311.327.429)	(365.312.291)	
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(94.219.495)	(138.623.389)	(203.261.235)	(150.045.257)	(57.901.474)	(56.460.916)	(28.003.034)	(26.536.627)	-	-	(383.384.811)	(371.666.189)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	-	-	116.153.334	119.294.227	280.351.491	230.132.241	306.178.935	295.143.439	142.777.471	138.377.939	-	-	845.461.231	782.947.846	
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(11.303.027)	(13.229.654)	(79.515.562)	(71.857.411)	(58.526.488)	(59.475.177)	(30.218.032)	(29.074.143)	-	-	(179.536.109)	(173.636.385)	
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(9.221.068)	(2.289.187)	(66.703.434)	(30.940.802)	(1.346.571)	(80.720)	(1.388.976)	(1.598.702)	-	-	(78.660.049)	(34.909.411)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-	-	95.629.239	103.775.386	134.132.495	127.334.028	246.305.876	235.587.542	111.170.463	107.705.094	-	-	587.238.073	574.402.050	
RESULTADO FINANCIERO	-	-	(109.572.952)	(3.942.519)	(100.703.120)	(48.588.988)	(35.066.292)	(27.459.740)	(16.501.174)	(16.772.560)	-	-	(261.843.538)	(96.763.807)	
Ingreso financieros	-	-	18.340.961	65.153.401	78.342.195	102.075.187	5.920.503	6.745.819	3.007.521	3.221.357	-	-	105.611.180	177.195.764	
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	12.985.856	1.303.146	9.672.857	2.924.921	3.991.858	3.452.375	718.571	892.016	-	-	27.369.142	8.572.458	
Otros ingresos financieros	-	-	5.355.105	63.850.255	68.669.338	99.150.266	1.928.645	3.293.444	2.288.950	2.329.341	-	-	78.242.038	168.623.306	
Costos financieros	-	-	(127.083.732)	(70.851.224)	(183.299.326)	(150.058.877)	(40.786.634)	(34.773.430)	(19.750.077)	(19.294.082)	-	-	(370.919.769)	(274.977.613)	
Préstamos bancarios	-	-	(1.435.270)	(1.092.357)	(32.979.343)	(17.467.056)	(5.583.888)	-	718.571	(1.884.669)	-	-	(39.279.930)	(20.444.082)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	(39.355.313)	(49.470.132)	(28.112.094)	(26.704.160)	-	(14.449.262)	-	-	(67.467.407)	(90.623.554)	
Otros	-	-	(125.648.462)	(69.758.867)	(110.964.670)	(83.121.689)	(7.090.652)	(8.069.270)	(20.468.648)	(2.960.151)	-	-	(264.172.432)	(163.909.977)	
Diferencias de cambio	-	-	(830.181)	1.755.304	4.254.011	(605.298)	(200.161)	567.871	241.382	(699.835)	-	-	3.465.051	1.018.042	
Positivas	-	-	1.193.999	4.114.836	23.019.947	1.794.515	1.581.643	1.558.367	2.255.051	976.614	-	(382.438)	28.050.640	8.061.894	
Negativas	-	-	(2.024.180)	(2.359.532)	(18.765.936)	(2.399.813)	(1.781.804)	(990.496)	(2.013.669)	(1.676.449)	-	382.438	(24.585.589)	(7.043.852)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	92	34.434	-	-	975.844	752.622	-	-	-	-	975.936	787.056	
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	38.164	113.216	(832.957)	(6.758.695)	(10.191.353)	(128.486)	21.687	602.594	-	-	(10.964.459)	(6.171.371)	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	38.164	-	-	-	(9.304.643)	-	-	-	-	-	(9.266.479)	-	
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	113.216	(832.957)	(6.758.695)	(886.710)	(128.486)	21.687	602.594	-	-	(1.697.980)	(6.171.371)	
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	-	(13.905.457)	99.980.517	32.596.418	71.986.345	202.024.075	208.751.938	94.690.976	91.535.128	-	-	315.406.012	472.253.928	
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(6.942.666)	(463.471)	1.770.210	(10.849.463)	(91.004.375)	(84.883.204)	(32.818.344)	(27.924.718)	-	-	(128.995.175)	(124.120.856)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	-	(20.848.123)	99.517.046	34.366.628	61.136.882	111.019.700	123.868.734	61.872.632	63.610.410	-	-	186.410.837	348.133.072	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
GANANCIA (PÉRDIDA)	-	-	(20.848.123)	99.517.046	34.366.628	61.136.882	111.019.700	123.868.734	61.872.632	63.610.410	-	-	186.410.837	348.133.072	

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	3.986.376	192.068.742	178.874.717	243.657.253	387.272.425	165.632.490	239.215.846	235.309.844	118.825.427	109.115.394	-	(184.396)	928.174.791	945.599.327
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(2.040.606)	(64.199.658)	(83.298.107)	(208.791.432)	(248.268.384)	(269.722.111)	(140.528.848)	(112.561.292)	(67.247.743)	(114.212.151)	-	(17.922.661)	(541.383.688)	(787.409.305)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(31.067.507)	(106.554.830)	(528.752)	(8.169.660)	(100.794.282)	78.329.447	(47.601.487)	(165.636.704)	(20.634.468)	(41.319.512)	-	18.107.057	(200.626.496)	(225.244.202)

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. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS

33.1 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	31-12-2016	31-12-2015	2016	2017		2018	
											Activos	Activos	Activos	Activos
Mitsubishi Corporation	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	7.187.284	M\$	34.146.495	35.254.202	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	-	M\$	-	1.183.600	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	-	M\$	-	435.681	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	-	M\$	-	40.354.434	-	-	-	-	-
Various Creditors	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	M\$	10.786.070	M\$	136.397.365	98.375.210	-	-	-	-	-
Various Creditors	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	M\$	11.858.985	M\$	84.150.023	60.265.158	-	-	-	-	-
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas corrientes	M\$	170.519	M\$	3.837.875	3.944.953	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M\$ 7.187.284 y M\$ 13.903.028, respectivamente (ver Nota 16.e.ii).

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 36.101.879.822 (M\$ 35.079.484.027 al 31 de diciembre de 2015).

33.2 Garantías Indirectas

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente al		
				Nombre	Relación		Moneda	31-12-2016	31-12-2015
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	M\$	63.846.305	67.256.260
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	M\$	260.593.910	253.262.154
Total								324.440.215	320.518.414

- (3) 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.

33.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros Consolidados, 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 (aproximadamente M\$ 874.914.249.); 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 (aproximadamente M\$ 213.414.048); 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 (aproximadamente M\$ 68.396.190) 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. Producto de las divisiones de Endesa Chile S.A. y de Chilectra S.A., los derechos del aludido arbitraje resultaron asignados en las nuevas sociedades creadas a raíz de dichas divisiones, Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A., las cuales fueron a su vez absorbidas en la posterior fusión de las mismas por Enel Américas S.A.; sociedad esta última que permaneció como titular de sus derechos en el referido arbitraje en razón de ser la continuadora legal de Enersis S.A. y que, a raíz de la fusión aludida, incorporó la titularidad de aquellos derechos que estaban radicados en Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.

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. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a Col \$33.000 millones (aproximadamente M\$ 7.362.428). La cuantía para la demanda paralela se estima en Col \$ 1.710 millones (aproximadamente M\$ 381.508).

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 M\$ 21.505.746).

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. Se encuentra pendiente la aclaración al dictamen anterior y un segundo dictamen para valorar las obras adelantadas por la empresa. 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 este 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. 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 inexistencia 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 19 de diciembre de 2016, el tribunal extendió la generación por seis meses más, condicionado a que el sistema de oxigenación funcione. A la fecha de estos estados financieros el caso continúa tramitándose. 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. La cuantía estimada para este litigio se estima en aproximadamente Col \$ 337.000 millones (aproximadamente M\$ 75.186.003).

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 realizaran 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 M\$ 21.226.723), 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 M\$ 3.220.003.). 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. La cuantía para este litigio se estima en aproximadamente Col \$ 72.949 millones (aproximadamente M\$16.275.187).

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. Sentencia susceptible de ser apelada. La cuantía para este litigio se estima en Col \$ 163.000 millones (aproximadamente M\$36.365.930).

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 M\$8.233.243 (€ 11 millones), 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 recalcule 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, Edegel 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.

Respecto del período 2000 y 2001: Enel Generación Perú S.A. pagó el equivalente a M\$ 3.742.383 (€ 5 millones) y provisionó el equivalente a M\$ 748.477 (€ 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: A la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada por Enel Generación Perú S.A. Se espera nuevo pronunciamiento de la Fiscalía.

Respecto de 2000 y 2001: Se espera que la SUNAT realice el recalcule 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 pronuncie sobre la demanda Enel Generación Perú S.A. La cuantía total de este litigio se estima en S/ 64.4 millones (aproximadamente M\$ 12.832.704).

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 M\$ 2.993.907 (€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.

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 (M\$1.050.157 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 (M\$1.012.299 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 (M\$622.462) 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 presentó reclamación de los impuestos y multas.

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: Se espera la resolución de la SUNAT ante la reclamación de Enel Distribución Perú S.A.

La cuantía total por estos litigios se estima en S/ 77,7 millones (aproximadamente M\$ 15.483.885).

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 (M\$ 8.703.110). 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 (M\$ 8.703.110). 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 (M\$ 2.008.410). 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/ 85,8 millones (aproximadamente M\$ 17.099.380).
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. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente US\$ 41.2 millones (aproximadamente M\$ 27.575.469). Por su parte, la controversia contiene pretensiones de Enel Generación Perú S.A. contra Electroperú por aproximadamente US\$ 18.5 millones (aproximadamente M\$ 12.417.359).

12. Enel Américas S.A. (antes denominada Enersis Américas S.A.), Impuesto Adicional de los accionistas no domiciliados ni residentes en Chile. En septiembre de 2012, Enel Américas S.A. fue notificada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) de una liquidación y resolución relacionada con la retención de impuestos sobre dividendos pagados a sus accionistas en los años comerciales 2008 y 2009, no domiciliados ni residentes en Chile. A pesar de no existir diferencias de impuestos adeudadas, por lo mismo no se han aplicado multas, el SII pretende que Enel Américas S.A. corrija el procedimiento de cálculo utilizado para la declaración, pago y devolución del impuesto (crédito). Además, el SII notificó liquidaciones y resoluciones por el mismo concepto por los períodos comerciales 2010 y 2011 (Años Tributarios ("AT") 2011 y 2012). La posición del SII es que el procedimiento utilizado por Enel Américas S.A. para enterar las diferencias entre el crédito fiscal definitivo y el crédito fiscal provisional no es el correcto, porque Enel Américas S.A. debió haber restituido el importe total del crédito fiscal utilizado en el cálculo de la retención provisional y sólo los accionistas podían haber solicitado la devolución de la cantidad pagada en exceso por Enel Américas S.A. La posición de la Sociedad, es que la interpretación del SII se basa en la redacción de un artículo de la ley que parece exigir la "restitución del crédito en exceso", pero no consideró que hay una Circular emitida por el mismo organismo que señala el desarrollo de este proceso y al cual se ha ajustado de buena fe Enel Américas S.A. Además, si se utiliza la forma de cálculo con el criterio del SII, tanto en la cantidad que Enel Américas S.A. enteraría en nombre del accionista, así como el importe de la restitución que el accionista debe pedir al SII, son la misma cantidad. La diferencia es que las cantidades que se pagan al Fisco están incrementadas por el Índice de Precios al Consumidor ("IPC") y por los intereses de mora (1,5%). En cambio, a las cantidades que devuelve el Fisco sólo se les aplica el IPC.

Estado Procesal: Se presentó reconsideración administrativa la cual fue resuelta en forma negativa. Luego, se presentó reposición administrativa, que también fue resuelta negativamente para Enel Américas S.A. El 13 de marzo 2014, se interpuso reclamación tributaria ante el Tribunal Tributario y Aduanero ("TTA") de primera instancia judicial, para los años comerciales de 2008 y 2009 (AT 2009 y AT 2010). El 18 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2010 (AT 2011) y por último, el 29 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2011 (AT 2012). Los tres reclamos tributarios se encuentran con contestación del SII y con fecha 10 de octubre de 2014, se solicitó su acumulación por Enel Américas S.A., lo que fue concedido por el Tribunal con fecha 16 de octubre 2014. Con fecha 21 septiembre 2015, el TTA abrió término probatorio. Con fecha 15 de octubre de 2015, Enel Américas presentó sus pruebas y el TTA las tuvo por presentadas. Con fecha 31 diciembre 2015, se dictó fallo desfavorable a Enel Américas S.A. La sentencia fue notificada por carta certificada despachada con fecha 4 enero 2016. En enero 2016, Enel Américas S.A. apeló para ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 28 de abril de 2016, se presentaron alegatos ante la Corte de Apelaciones, la cual emitió fallo desfavorable. Se presentó recurso de casación ante la Corte Suprema. Con fecha 29 de diciembre de 2016, Enel Américas S.A pagó al SII la cantidad de M\$19.566.476. Se condonó la suma de M\$13.842.256, terminándose la controversia. Con fecha 11 de enero 2017, se presentó el desistimiento ante la Corte Suprema. Se encuentra pendiente la aprobación de este desistimiento por el Tribunal.

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\$255,8 millones (aproximadamente M\$ 52.544.079).
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 Ampla en el proceso de privatización, Basilus demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla 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 Ampla 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 Ampla. 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. Ampla 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 Ampla 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 Ampla 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 Ampla. 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. La cuantía de este juicio se estima en aproximadamente a R\$ 1.395 millones (aproximadamente M\$ 286.554.770).

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 Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla 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 Ampla. En octubre de 2008, Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla 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. Ampla 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%. Ampla 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 Ampla 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 Ampla publicada en agosto de 2015. Ampla presentó recurso a la segunda instancia judicial en el mismo mes. Se aguarda decisión de segunda instancia. La cuantía asciende a R\$ 156,7 millones (aproximadamente M\$ 32.192.734).
4. La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, 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 Ampla, 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 Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Ampla 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 Ampla. Esta resolución es susceptible de recursos. En septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia en uno de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de R\$ 200.000 (aproximadamente M\$ 41.083) 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, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014, Ampla interpuso recurso de apelación. El 21 de septiembre de 2016, se dictó fallo y la apelación presentada por Ampla 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 Ampla. 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 Ampla al pago de una indemnización de R\$ 80.000 (aproximadamente M\$ 16.433) por los daños morales sufridos y, además, al pago de una indemnización por los daños materiales en razón de las fallas del servicio de Ampla por R\$ 95,5 millones (aproximadamente M\$19.610.022) (más actualización monetaria e intereses). Ampla presentó en contra de este fallo Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados por el juez. Ampla 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\$ 394,5 millones (aproximadamente M\$ 81.036.456).

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 Ampla, 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), Ampla 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 Ampla, declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los periodos 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 Rio de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Rio 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 Ampla 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 Ampla, confirmando el derecho de Ampla 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 Ampla a devolver se estima en R\$ 172,2 (aproximadamente M\$ 35.372.567).
6. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, 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 Ampla, 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%. Ampla 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, Ampla 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, Ampla 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, Ampla 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 Ampla 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, Ampla 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 Ampla, Se está a la espera de la publicación del fallo para interposición del recurso pertinente. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente R\$ 77,2 millones (aproximadamente M\$ 15.852.949).

7. En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla 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 Ampla 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 Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla 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 Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012, Ampla 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, Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración (“Embargo de Declaración”) presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla 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, Ampla 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 Ampla 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\$ 1.192 millones (aproximadamente M\$ 244.859.099).
8. El Estado de Rio de Janeiro (el “Estado”) levantó actas a Ampla 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 Ampla 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 Ampla, 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. Ampla, presentó su defensa administrativa y judicial en todos los procesos. Una parte de los procedimientos administrativos fue juzgado a favor de Ampla y la parte restante fue apelada. La decisión administrativa favorable reconoció el derecho de Ampla de utilizar el crédito de ICMS sobre los activos adquiridos del

periodo de 2007 a 2012. Se aguarda las decisiones finales. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 113 millones (aproximadamente M\$ 23.207.444).

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 M\$ 24.170.633) 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 M\$ 106.980.583), 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.
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), Companhia Energética do Ceará S.A. (“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 Coelce de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a Coelce 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 Coelce, 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, Coelce 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, Coelce, siendo aún propiedad

estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998, Coelce 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 Coelce, 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 Coelce 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 Coelce 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\$ 187,8 millones (aproximadamente M\$ 38.577.049). En una de las acciones presentadas por Coperva, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, 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 Coelce, 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 Coelce 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.

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 M\$ 3.204.483). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía total se estima en R\$ 101,7 millones (aproximadamente M\$ 20.890.766). 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 millones (aproximadamente M\$ 24.033.626) 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 periodos 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 Endesa Fortaleza se falló a favor y las

autoridades tributarias apelaron de dicha decisión a la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 150,9 millones (aproximadamente M\$ 31.015.497).

13. Coelce 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 Coelce ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Coelce 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, Coelce, 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). Coelce 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 Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce 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 Coelce. Respecto de los litigios por los años 2007, 2008 y 2009, los procesos administrativos terminaron con decisiones en contra de Coelce, pero algunos con reducción del valor por caducidad. Coelce 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. Coelce 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 Coelce presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las actas fueron falladas en contra de Coelce por la primera instancia administrativa. Coelce 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 Coelce en la segunda instancia administrativa. Las decisiones fueron recibidas por Coelce 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 Coelce. Esta última, otorgó garantías bancarias para obtener el Certificado de Regularidad tributaria. El Estado de Ceará presentó el respectivo proceso de cobro. Coelce presentará su defensa ante primera instancia judicial. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en R\$ 114,3 millones (aproximadamente M\$ 23.472.430).

14. El Estado de Ceará levantó actas a Coelce por los periodos 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 Coelce 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 Coelce, 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. Coelce presentó sus defensas administrativas en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 130,5 millones (aproximadamente M\$ 26.816.391).

15. En julio de 2016, se iniciaron contra Coelce y la ANEEL tres acciones civiles públicas cuestionando el porcentual de reajuste de la tarifa de Coelce, 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 Coelce, 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 Coelce 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.

16. El Instituto de Defensa de los Consumidores (“IPEDC”) entabló una Acción Civil Pública contra Coelce, 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 IPDEC 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 Coelce 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 Coelce 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. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 501,6 millones (aproximadamente M\$ 103.036.468).

La Administración de Enel Américas S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados 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.

33.4 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, o de una filial significativa (“*Significant Subsidiary*”), 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 de 2026 respectivamente. Al 31 de diciembre de 2016, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza M\$ 391.909.680.

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 31 de diciembre de 2016, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M\$ 22.393.639.

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 las empresas. 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 \$ 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 31 de diciembre de 2016, el Patrimonio Total de Enel Américas fue \$ 5.275.249 millones.
- 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 31 de diciembre de 2016, la Razón de Endeudamiento fue de 1,14.
- 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 31 de diciembre de 2016, la relación mencionada fue de 1,46.

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 31 de diciembre de 2016, la Razón de endeudamiento fue de 0,55.
- 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 31 de diciembre de 2016, la Razón Deuda/EBITDA fue de 1,75.

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 31 de diciembre de 2016, 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, segunda, tercera y cuarta emisión, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 255.726.728 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 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 36.304.516 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.
- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 14.744.589 y cuyo vencimiento es en marzo 2017, incluye los covenants Razón de Endeudamiento calculado como Deuda Financiera sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Préstamos bancarios de Chinango, filial de Enel Generación Perú, con Bank of Nova Scotia, cuyos saldos pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendieron a M\$ 4.234.540 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 31 de diciembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Perú era la Razón Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank.

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 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 40.714.168 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 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 23.278.628 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 31 de diciembre de 2016, el covenant más restrictivo de Enel Generación Piura fue la Razón de Nivel de Endeudamiento.

En Brasil, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants:

- Sexta y séptima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 134.687.654 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 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 66.129.084 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 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 136.449.040 y cuyo último vencimiento es en diciembre de 2023, incluye 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 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 25.903.254 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 31 de diciembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era la Razón Deuda/EBITDA, contenidos en los bonos locales y en los financiamientos con BNDES y Citibank.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Coelce incluye los siguientes covenants:

- Préstamos con Electrobrás y Banco do Brasil, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 54.898.231 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 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 96.856.357 cuyo último vencimiento es en junio 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 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 58.385.007 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 31 de diciembre de 2016, el covenant más restrictivo de Coelce era la razón Deuda/EBITDA correspondiente a la tercera emisión de bonos locales.

Finalmente en Brasil, la deuda de Enel Cien incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con BNDES, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 3.839.330 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 31 de diciembre de 2016, el covenant más restrictivo de Enel Cien era la razón de endeudamiento.

En Colombia, la deuda de Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. ("Emgesa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamo bancario con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 29.052.603 y cuyo vencimiento es en junio de 2017, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA. Sin embargo, la obligación de cumplir con este covenant está sujeta a una rebaja de calificación crediticia de Emgesa que implique la pérdida de su calidad de Investment Grade, según las condiciones establecidas en el contrato. Al 31 de diciembre de 2016, el covenant no se encontraba activo.

Asimismo 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 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$ 81.760.157 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 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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.

33.5 Otras informaciones

Enel Generación Costanera S.A.¹ (ex Central Costanera S.A.)

Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor

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 Turbovapor celebrados entre Central Costanera y CAMMESA, a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, Central 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 Central 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 Central 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 Turbovapor, 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, Central Costanera firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las presentes adendas regulan el acuerdo entre las partes y se entenderán plenamente vigentes hasta que haya finalizado el período de vigencia establecido en los citados contratos. Como consecuencia de ello, durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 se reconoció una disminución de Arg\$ 14,4 millones (M\$ 606.885) en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos/gastos operacionales de Arg\$ 59,2 millones (M\$ 2.492.766). A la fecha de los presentes estados financieros, la renuncia según las adendas a los contratos ascendió aproximadamente a Arg\$ 902,4 millones (M\$ 26.380.577).

El 16 de diciembre de 2016, se firmó la quinta adenda al Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento Turbovapor 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 (M\$ 3.536.277) 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 (M\$ 7.072.190) más impuestos.

El contrato de disponibilidad de equipamiento de ciclos combinados finalizó el 31 de octubre de 2016. Sin perjuicio de ello, actualmente Central Costanera solicitó la ampliación del financiamiento contemplado en el contrato de compromiso de disponibilidad de ciclos y ampliar los montos destinados para el mantenimiento del generador N° 10 del Ciclo Combinado Mitsubishi dentro de dicho contrato por un monto de US\$ 4.373.634 (M\$ 2.924.933).

Resolución Secretaría de Energía N° 482/2015

El 17 de julio de 2015, y con aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2015, se publicó la Resolución S.E. N° 482/2015, la que, entre otros aspectos, actualizó la remuneración de los agentes generadores del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") del tipo térmico convencional o hidráulico nacional (con excepción de los hidráulicos binacionales), reemplazando a tal efecto la Resolución S.E. N° 529/2014, e incluyó un nuevo concepto remunerativo el Recurso para inversiones FONINVEMEM 2015-2018, el cual es de aplicación desde febrero de 2015 hasta diciembre de 2018, para aquellos generadores que participen de proyectos de inversión aprobados o a aprobarse por la Secretaría de Energía. En ese sentido, se reconoce a cada unidad de generación construida en el marco de las inversiones FONINVEMEM 2015-2018, por un plazo no mayor a 10 años a partir de su habilitación comercial, una Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018 igual al 50% de la Remuneración Adicional Directa.

¹ Con fecha 6 de octubre de 2016, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de Central Costanera aprobó la reforma del artículo 1° del estatuto social, por el cual se modificó la denominación de Central Costanera S.A. por "Enel Generación Costanera S.A."

Resolución Secretaría de Energía Eléctrica N° 22/2016

El 30 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica (S.E.E.), dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N°22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015. Es de destacar que los aumentos fueron practicados sobre los conceptos remunerativos que son cobrados por los generadores. Los incrementos en la remuneración de los costos fijos fueron un 70% para las unidades térmicas y un 120% para las centrales hidroeléctricas. En el caso de la remuneración para los costos variables, el aumento fue de un 40% para los generadores térmicos e hidroeléctricos. La Remuneración Mantenimiento No Recurrente se incrementó en un 60% y un 25% para los térmicos e hidroeléctricos, respectivamente, mientras que la remuneración adicional no tuvo variaciones. Se establece la aplicación de esta resolución de manera retroactiva a febrero 2016. Como se enuncia en los considerandos, la norma resultó solamente una medida transitoria a la espera del nuevo marco regulatorio anunciado por el gobierno que fue publicado el 2 de febrero de 2017.

Resolución Secretaría de Energía Eléctrica N° 19/2017

El 2 de febrero de 2017, se publicó la Resolución N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica la cual reemplaza a la Resolución 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 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 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.

La Resolución establece los siguientes valores remunerativos, los cuales se definen en dólares estadounidenses (se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil) y los plazos de vencimiento son los establecidos en los procedimientos de CAMMESA:

Remuneración Por Potencia Para Centrales Térmicas:

Precio Mínimo (desde Febrero 2017)

- Ciclos Grandes: 3.050 US\$/MW-mes
- Turbo Vapor Grandes : 4.350 US\$/MW-mes
- Turbo Generador Grandes: 3.550 US\$/MW-mes

Precio Base Remuneración con compromiso

- Mayo 2017 - Octubre 2017: 6.000 US\$/MW-mes
- Noviembre 2017 en adelante: 7.000 US\$/MW-mes

Precio adicional remuneración con compromiso (Máximo) (*)

- Mayo 2017 – Octubre 2017: 1.000 US\$/MW-mes
- Nov 2017 en adelante: 2.000 US\$/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 Turbo Vapor
- Gas: 5 US\$/MWh
- Líquido: 8 US\$/MWh

Energía Operada (asociada a la potencia Rotante): Térmicos: 2 US\$/MWh;

Los valores de energía son definidos en el Nodo. Se descontará 1 US\$/MWh por energía generada por la Central hasta cancelar el saldo del financiamiento para mantenimientos mayores y/o extraordinarios.

Central Costanera se encuentra evaluando el impacto que tendrá la implementación de esta Resolución.

Central Vuelta de Obligado (VOSA)

Durante el mes de diciembre de 2014, se produjo la operación inicial de la Central Vuelta de Obligado (VOSA) a ciclo abierto con dos turbinas de gas de 270 MW cada una.

De acuerdo al informe técnico emitido por las autoridades de VOSA, las turbinas de gas han pasado por todas las pruebas de funcionamiento y su comportamiento ha sido muy bueno, y sólo resta nacionalizar muy pocos componentes para terminar la segunda etapa, por lo que había certeza de que la obra se terminaría y habilitaría.

Por lo antes mencionado, en diciembre de 2015, se contabilizaron los efectos de la re-denominación a dólares estadounidenses (US\$) de las cuentas por cobrar previamente denominadas en pesos argentinos.

La re-denominación a dólares estadounidenses generó ingresos por los siguientes conceptos:

- Diferencia de cambio por la re-denominación a US\$ de las cuentas por cobrar a un tipo de cambio menor al tipo de cambio de cierre del ejercicio 2015 por un total de Arg\$ 1.323.430.283 (M\$ 93.699.288) en Enel Generación El Chocón; Arg\$ 129.092.580 (M\$ 9.139.796) en Central Costanera S.A.; y Arg\$ 546.902.547 (M\$38.720.876) en Central Dock Sud.
- Intereses devengados entre la fecha de vencimiento de cada LVFVD aportada al proyecto VOSA y la fecha de firma del Acuerdo, a la tasa que obtiene CAMMESA en sus colocaciones financieras, capitalizados y re-denominados a US\$ de acuerdo con lo comentado en el punto anterior, por un total de Arg\$ 49.797.906 (M\$ 3.525.708) en Enel Generación El Chocón.
- Intereses devengados sobre las acreencias re-denominadas a US\$, una vez adicionados los intereses del punto antes referidos, a una tasa LIBOR 30 días más 5%, por un total de Arg\$ 493.816.698 (M\$ 34.962.380) en Enel Generación El Chocón; Arg\$ 43.989.703 (M\$ 3.114.485) en Central Costanera S.A.; y Arg\$ 218.604.914 (M\$ 15.477.298) en Central Dock Sud.

Con fecha 12 de febrero de 2016, General Electric International Inc. ("GE") ha iniciado 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. VOSA considera 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, Central Costanera solicitó adelantos de fondos a cuenta de futuros ingresos a fin de atender necesidades operativas impostergables para el funcionamiento de la Central. Como consecuencia, CAMMESA transfirió a Central Costanera durante el período marzo 2015 – mayo 2016 un total de Arg\$ 835.925.787 (M\$ 35.941.122) ("los Anticipos") supeditado al compromiso de celebrar un contrato que instrumente tales transferencias y la metodología de cancelación.

Asimismo, en función de lo anterior, Central 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, requiere contar con la suma adicional de Arg\$ 464.074.213 (M\$ 19.532.550). Con fecha 10 de agosto de 2016, la Subsecretaría de Energía Eléctrica, autorizó el adelanto de estos fondos solicitados por Central Costanera 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 Central Costanera formalizaron un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, por un monto de Arg\$ 1.300 millones (M\$54.716.064) necesarios para financiar la operación de la Central. El pago será realizado 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.

A la fecha de los presentes estados financieros, Central Costanera ha recibido desembolsos por parte de CAMMESA por Arg\$ 953.925.787 (M\$ 40.150.050) a fin de financiar las necesidades operativas. Al 31 de diciembre de 2016, el saldo adeudado a CAMMESA asciende a Arg\$ 1.274.204.700 (M\$ 53.621.742) y se encuentra clasificado como "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes" (Al 31 de diciembre de 2015, se recibieron desembolsos de CAMMESA por Arg\$ 570.925.787 (M\$ 24.029.855), y el saldo adeudado fue de Arg\$ 632.098.888 (M\$ 26.604.587) y se encuentra clasificado como "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes").

Central 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.

Edesur S.A.

Resolución Secretaría de Energía N° 32/2015

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 durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, 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”.

Según lo previsto en el Art. 5° de la Resolución SE N° 32/2015, el aumento transitorio aprobado por la misma fue posteriormente actualizado mediante las Notas SE N° 2097 y 2157, del 12 y el 16 de noviembre de 2015, respectivamente, como resultado del monitoreo periódico realizado por el ENRE de la evolución de los costos operativos de Edesur. Por la Resolución SE N° 32/2015 y las posteriores notas de la SE que actualizaron el valor del concepto mencionado en (i), durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, se reconocieron ingresos por Arg\$ 395 millones (M\$18.091.302), que se encuentran presentados en el estado del resultado integral en la línea “Otros ingresos por naturaleza”.

La Resolución SE N° 32/2015 permitió la cobertura de costos operativos, mientras que las inversiones siguieron siendo financiadas a través de mutuos con CAMMESA. Al mismo tiempo, deja sujeto el repago de los saldos remanentes a favor del MEM a la definición de un plan de pagos, el cual a la fecha de estos estados financieros aún se encuentra pendiente.

Emergencia del Sector Eléctrico Argentino

Con fecha 16 de diciembre de 2015, mediante el Decreto 134/2015, se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. Por el mismo, se instruye al Ministerio de Energía y Minería (“MINEM”) para que elabore, ponga en vigencia e implemente un 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.

Resolución MINEM N° 6/2016

El 25 de enero de 2016, el MINEM emitió la Resolución N° 6/2016 que aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y establece los precios de referencia estacionales de la potencia y energía correspondientes al período febrero a abril de 2016.

Adicionalmente, para avanzar hacia una gestión adecuada de la demanda mediante incentivos al ahorro y el uso racional de la energía eléctrica de usuarios finales residenciales, se incorporó a través del MEM, un sistema de incentivos (“Plan Estímulo”) que se traducirá en un mecanismo de disminución del precio de la energía sancionado como contrapartida del esfuerzo de cada usuario residencial en la reducción del consumo innecesario, que surgirá de comparar el consumo mensual de energía con el registrado en igual mes del año 2015.

Por otra parte, la Resolución N° 6/2016 define un volumen de energía a un precio denominado “Tarifa Social”, para ser transferido a precio mínimo a quienes integren el universo de usuarios finales que

carezcan de capacidad de pago suficiente para afrontar los precios establecidos con carácter general, según los criterios de calificación y asignación que comunique el Ministerio de Desarrollo Social.

El acceso a los precios mayoristas reducidos para Tarifa Social y estímulo al ahorro estará condicionado al cumplimiento, por parte de las Distribuidoras, de las obligaciones de pago en el MEM exigibles desde la entrada en vigencia de la Resolución N° 6/2016. Asimismo, las Distribuidoras que tenían deudas con CAMMESA a la fecha de emisión de la resolución, deberían, en un plazo no menor a los 30 días corridos, acordar un plan de pagos para la cancelación de la deuda en mora y, además, garantizar el pago de sus compras en el MEM a través de la cesión de sus créditos por cobranzas u otro mecanismo alternativo equivalente a satisfacción de CAMMESA, que permita asegurar tanto el cobro de la facturación corriente como el de la cuotas a abonar derivadas del acuerdo de pago a suscribirse por la deuda en mora. Con fecha 21 de marzo de 2016, Edesur presentó una propuesta de pago, condicionando la misma a los efectivos resultados del proceso de RTI comprometido por la Resolución N° 6/2016. Con posterioridad, CAMMESA solicitó a todas las distribuidoras realizar mejoras a los planes de pago presentados. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados dicha nueva propuesta aún está siendo analizada.

Resolución MINEM N° 7/2016

Con fecha 27 de enero de 2016, fue emitida la Resolución MINEM N° 7/2016 que instruyó al ENRE a:

- Efectuar un ajuste del Valor Agregado de Distribución (“VAD”) en los cuadros tarifarios de Edesur, a cuenta de la RTI y en el marco de Régimen Tarifario de Transición establecido en el Acta Acuerdo.
- Aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de ciertos criterios de elegibilidad, a saber: (i) ser jubilado o pensionado por un monto equivalente a dos veces el haber mínimo nacional; (ii) personas con empleo en relación de dependencia que perciben una remuneración bruta menor o igual a dos salarios mínimos, vital y móvil; (iii) ser titular de programas sociales; (iv) estar inscrito en el Régimen de Monotributo Social; (v) estar incorporado en el Régimen Especial de Seguridad Social para empleados del servicio doméstico; y (vi) estar percibiendo seguro de desempleo; o contar con certificado de discapacidad, quedando excluidos del beneficio en caso de ser propietarios de más de un inmueble, de automóviles cuyos modelos tengan hasta 15 años de antigüedad, o de aeronaves o embarcaciones de lujo.
- Incluir en los cuadros tarifarios el plan de ahorro de energía eléctrica resultante de los establecido en la Resolución MINEM N° 6/2016.
- Llevar a cabo todos los actos necesarios a efectos de proceder a la RTI, la que debía entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.
- A efectos de que los usuarios puedan establecer una mejor organización de las finanzas del hogar, el ENRE deberá disponer las medidas que fueren necesarias a efectos de implementar el pago mensual del servicio público de distribución prestado por la Sociedad.
- Asimismo, la Resolución MINEM N° 7/2016 deja sin efecto el PUREE a partir de la puesta en vigencia de los nuevos valores tarifarios y dispone que cesará la aplicación de los mecanismos de financiación de planes de obras instrumentados mediante contratos de mutuo con CAMMESA.

Por último, establece que la distribución de dividendos debe ajustarse al Acta Acuerdo, que la subordina a la verificación por parte del ENRE del cumplimiento del plan de inversiones.

Resoluciones ENRE

En cumplimiento con lo anterior, con fecha 29 de enero de 2016, el ENRE emitió las Resoluciones N° 1/2016 y N° 2/2016. La primera de ellas aprueba los valores del cuadro tarifario de Edesur con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de febrero de 2016, mientras que la segunda da por finalizado al 31 de enero de 2016 el actual esquema del fideicomiso Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica (“FOCEDE”) para la administración de los fondos resultantes de la aplicación de la Resolución ENRE N° 347/2012.

Las mencionadas resoluciones suponen efectos significativos en diferentes áreas del negocio de Edesur. Además de lo referente a los incrementos en los montos de facturación evidenciados en la línea “Ingresos por actividades ordinarias” del estado de resultados integral, también conllevó un efecto significativo en la actualización del valor de las multas que se ajustan en línea con las variaciones en el VAD. En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, la actualización del valor de las multas implicó una pérdida financiera de aproximadamente (Arg\$ 1.029 millones) (M\$ 47.110.667) que se presenta en la línea “Costos financieros” (Ver Nota 31) del estado del resultado integral.

Con fecha 21 de marzo de 2016, el ENRE emitió Resolución N° 31/2016 que obliga a Edesur a indemnizar a cada uno de los usuarios residenciales que hubieran sido afectados por las interrupciones de suministro de energía, ocurridas durante el período comprendido entre el 12 de febrero de 2016 y el 18 de febrero de 2016 con montos que varían según la cantidad de horas de corte, cuyo impacto total ascendió a Arg\$ 88 millones (M\$ 3.710.843).

Con fecha 5 de abril de 2016, se publicaron las resoluciones ENRE N° 54/2016 y N° 55/2016. La primera de ellas, 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, 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 que los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados, así como también la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

Con fecha 27 de abril de 2016, se publicó la resolución SE N° 41/2016 por la cual se aprueba la Programación Estacional de Invierno para el MEM elevada por CMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016, Con valores coincidentes a los establecidos en la Resolución MINEM N° 6/2016 del día 27 de enero de 2016.

Mediante la Resolución ENRE N° 290/2016, el ENRE instruyó a las empresas distribuidoras a eliminar el recargo del seis por mil establecido por el Artículo 1 de la Ley N° 23.681, a partir de las facturaciones que incluyan fechas de lectura de medidores posteriores a la entrada en vigencia del Decreto N° 695/2016.

El día 7 de julio de 2016, la Sala II de la Cámara Federal de La Plata decretó una medida cautelar disponiendo la suspensión de los efectos de las Resoluciones MINEM N° 6/2016 y N° 7/2016 y la Resolución ENRE N°1/2016 para el ámbito geográfico de la Provincia de Buenos Aires, y por el plazo de tres meses. De esta manera, se suspendió la aplicación de las mencionadas resoluciones por tres meses o hasta que la Corte Suprema dictase sentencia (lo que ocurriese primero) para los clientes de la Provincia de Buenos Aires.

Con fecha 15 de julio de 2016, Edesur fue notificado por el ENRE que a partir de ese momento, y por el plazo de tres meses (o sentencia previa de la Corte Suprema), regirían las tarifas y condiciones existentes al 31 de enero de 2016. Adicionalmente, quedaría sin efecto la aplicación de la Tarifa Integral Social.

Con fecha 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema dictó sentencia revocando la medida cautelar dictada por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata. En virtud de ello, con fecha 12 de septiembre de 2016, se instruyó a CMMESA a aplicar el cuadro tarifario aprobado por la Resolución ENRE N°1/2016 en la facturación que emita a partir de la fecha de notificación de dicha fecha, en los partidos del Gran Buenos Aires comprendidos en el área de concesión, salvo en aquellos en los que aún subsistiese vigente una medida cautelar.

Con fecha 27 de septiembre de 2016, el MINEM instruyó a CMMESA a facilitar el pago de los montos que deban abonarle a los agentes del MEM (facturados o no a la fecha de la presente medida), por haber quedado sin efecto las distintas medidas cautelares que suspendieron transitoriamente la aplicación de las Resoluciones MINEM N° 6/2016 y N° 7/2016 y la Resolución ENRE N°1/2016. El pago será realizado 4 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, sin intereses ni recargos relacionados con la falta de pago, la primera de ellas, con vencimiento en el mes de octubre de 2016.

El ENRE, a través de la 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 esa misma fecha, el ENRE emitió su Resolución N° 523/2016 que dispone, en relación a los montos no abonados (facturados o no facturados a la fecha de publicación de la mencionada resolución) por los usuarios de cualquier categoría, como consecuencia de la aplicación de la medida cautelar, a otorgar a dichos usuarios, como facilidad de pago, la cancelación de los montos adeudados hasta el momento de su facturación, en 4 cuotas mensuales iguales y consecutivas, sin intereses ni recargos relacionados con la falta de pago, la primera de ellas, con vencimiento en el mes de octubre de 2016. La misma también establece que, por el término de 60 días corridos, no podrían aplicarse notificaciones de deuda previas a corte de suministro.

Con fecha 6 de octubre de 2016, el Juzgado Federal N° 1 de San Martín declaró la inaplicabilidad del cuadro tarifario fijado por las Resoluciones MINEM N° 6/2016 y 7/2016 y la Resolución ENRE N° 1/2016, a los usuarios categoría T1 (o Pequeña Demanda).

Con fecha 25 de octubre de 2016, Edesur fue notificada por el ENRE que el cumplimiento de esta sentencia se encontraba suspendido, en virtud de los recursos de apelación interpuestos por el ENRE, el MINEM y los actores, y que hasta tanto fueran resueltos, seguirían siendo de aplicación las Resoluciones MINEM N° 6 y 7/2016 y la Resolución ENRE N° 1/2016.

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 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 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.

Con fecha 31 de enero de 2017, el Ministro de Energía y Minería anunció los aumentos de tarifa que se aplicarán al servicio de energía eléctrica para los usuarios de Edesur, sobre los consumos a partir del 1° de febrero de 2017.

Según el anuncio, la subida para usuarios residenciales variará entre un 61% y un 148%, según el nivel de consumo, y contempla un estímulo al ahorro a través de menores aumentos para aquellos usuarios que consuman menos que en el mismo período de 2015.

Como consecuencia de lo anterior, el 1° de febrero de 2017 el ENRE emitió la Resolución N° 64/17, posteriormente rectificadas por las Resoluciones ENRE N° 83/2017 y 92/2017, que aprueba los valores del nuevo cuadro tarifario.

La demora en el cumplimiento de ciertos hitos previstos en el Acta Acuerdo afectó el índice de liquidez. Edesur considera que estos efectos adversos causados por la falta de concreción oportuna de legítimos derechos al ajuste de sus ingresos, se revertirá de manera efectiva con la recomposición tarifaria.

Enel Generación Argentina S.A. (Ex Endesa Argentina)

Transferencia de Acciones

Enel Américas S.A. transfirió a su filial Enel Generación Argentina S.A. (ex Endesa Argentina) la totalidad de su participación accionaria en (i) Edesur consistente en 387.263.754 acciones representativas del 43,10% de su capital social; (ii) Enel Generación Costanera consistente en 174.414.427 acciones representativas del 24,85% de su capital social; (iii) Enel Generación Hidroeléctrica El Chocón consistente en 7.405.768 acciones representativas del 2,48% del capital social; y (iv) Central Dock Sud, consistente en 290.535.500 acciones representativas del 0,24 % del capital social.

Esta transacción fue registrada como una combinación de negocios de entidades bajo control común de acuerdo con la política contable descrita en la Nota 2.7.6, que resultó en el registro de un cargo por M\$ 12.174 en otras reservas en Patrimonio.

34. 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 31 de diciembre de 2016 y 2015, era la siguiente:

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

País	31-12-2015				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	68	1.911	266	2.245	2.364
Argentina	46	3.609	1.168	4.823	4.724
Brasil	26	2.174	459	2.659	2.686
Perú	42	889	-	931	941
Colombia	36	1.480	28	1.544	1.633
Total	218	10.063	1.921	12.202	12.348

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 5.1).

35. SANCIONES

Las siguientes compañías del Grupo han recibido sanciones de autoridades administrativas:

Filiales

1. Edesur S.A.

Al 31 de diciembre de 2016, 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 M\$ 1.309.499) y una sanción por incumplimiento de normas de seguridad en la vía pública por un monto de Arg\$ 21, 8 millones (aproximadamente M\$ 920.153). Todas estas sanciones fueron oportunamente apeladas por Edesur.

2. Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera)

Al 31 de diciembre de 2016, 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 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.464). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. M\$ 411), 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 M\$ 2.212), 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 M\$ 2.275) por infracción a la Ley 24.051 de residuos peligrosos.

3. Ampla Energía S.A.

Al 31 de diciembre de 2016, Ampla Energía S.A. ha recibido y pagado sanciones de autoridades administrativas por los siguientes asuntos:

- Defensa de los consumidores: Se encuentran pendientes 39 sanciones por un monto total de € 2,8 millones (aproximadamente M\$ 2.098.402) por incumplimientos de normas.
- Regulatorios: Se encuentran pendientes 9 sanciones, por un monto total de €1,6 millones (aprox. M\$ 1.163.920) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, se han pagado 8 sanciones por un monto total de €1,1 millones (aproximadamente M\$ 822.077).
- Medioambientales: Se encuentran pendientes de pago 156 sanciones por incumplimiento de normas por un monto total de €1,4 millones (aprox. M\$ 1.060.779), en contra de las cuales hemos presentado recursos administrativos. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, se han pagado 7 sanciones por un monto total de € 19.593 (aproximadamente M\$ 14.665).
- Laborales: Se encuentran pendientes 14 sanciones (sin valor a la fecha) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, se han pagado 3 sanciones por un monto total de € 3.132 (aproximadamente M\$ 2.344).

4. Companhia Energética do Ceará (Coelce)

Al 31 de diciembre de 2016, Coelce ha recibido y pagado sanciones de autoridades administrativas por los siguientes asuntos

- Defensa de los consumidores: Se encuentran pendientes 15 sanciones por un monto total de € 0,2 millones (aproximadamente M\$ 166.452) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, se han pagado 5 sanciones por un total de € 5.168 (aproximadamente M\$ 3.868).
- Regulatorios: Se encuentran pendientes 13 sanciones por un monto total de € 8,4 millones (aprox. M\$ 6.257.673) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, se han pagado 15 sanciones por un monto total de € 6,8 millones (aproximadamente M\$ 5.089.941).

- Medioambientales: Se encuentran pendientes 2 sanciones por un monto total de € 8.746 (aproximadamente M\$ 6.546) por incumplimientos de normas.
- Laborales: Se encuentran pendientes 17 sanciones por un monto total de €2.4 millones (aprox. M\$ 1.765.576) por incumplimientos de normas.

5. Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)

Al 31 de diciembre de 2016, 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 M\$ 1.548.386) habiéndose cancelado un total de veintidós multas por un monto total de S/. 2,1 millones (aproximadamente M\$ 422.592).

Asimismo, se recibió una multa ascendente a S/. 923 (aproximadamente \$ 184) 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 M\$ 1.537.960).

6. Enel Generación Perú S.A.A (ex Edegel S.A.A.)

Al 31 de diciembre de 2016, 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 M\$ 479.977), habiéndose pagado multas por un monto total de S/. 0,2 millones (aproximadamente M\$ 44.024).
- La SUNAT ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 28,9 millones (aproximadamente M\$ 5.771.402), habiéndose pagado multas por un monto de S/. 0,3 millones (aproximadamente M\$ 63.221).
- La Municipalidad de Callahuanca impuso una multa por incumplimientos a las normas de seguridad por un monto total de S/. 37.000 (aproximadamente M\$ 7.372). La multa ha sido impugnada por lo que no ha sido pagada.

7. Enel Generación Piura S.A. (ex Empresa Eléctrica de Piura S.A.)

Al 31 de diciembre de 2016, 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 M\$ 155.745) habiéndose pagado multas por un monto total de S/. 0,6 millones (aproximadamente M\$ 124.473).

Asimismo, se recibió una multa ascendente a S/. 923 (aproximadamente \$ 184) 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 M\$ 1.996.250) habiéndose pagado multas por un monto total de S/. 30.383 (aproximadamente M\$ 6.054).

8. Chinango S.A.C.

Al 31 de diciembre de 2016, 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 M\$ 19.448), 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 M\$ 479.274), no habiendo pagado a la fecha ninguna de estas multas.

9. Generalima S.A.C.

Al 31 de diciembre de 2016, la SUNAT sancionó a Generalima con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 15.972 (aproximadamente M\$ 3.182), habiéndose cancelado el total de dichas multas.

10. Emgesa

Al 31 de diciembre de 2016, Emgesa ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (“ANLA”) confirmó la sanción impuesta por un monto de Col\$ 2.503 millones (aproximadamente M\$ 558.487), 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. Emgesa iniciará acciones judiciales en contra de esta sanción.
- 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 infracción a la normativa ambiental por un monto total de Col\$ 759 millones (aproximadamente M\$ 169.306), resolviendo disminuir el monto de la sanción a Col\$ 492 millones (aproximadamente M\$ 109.769).
- Adicionalmente, la CAM impuso dos sanciones por un monto total de Col\$ 101.340.014 (aproximadamente M\$ 22.609) por no tener el permiso de vertimientos en los reasentamientos de Montea y de Santiago y Palacios.

11. Codensa

Al 31 de diciembre de 2016, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (“SSPD”) multó a Condensa por un monto total de Col\$ 20,6 millones (aproximadamente M\$ 4.600) por incorrecta aplicación de la tarifa al usuario Hard Body.

Al 31 de diciembre de 2016, está pendiente el pronunciamiento de la Superintendencia de Industria y Comercio respecto al recurso de apelación interpuesto contra resolución que impone a Codensa con una multa de Col\$ 11.031.264 (aproximadamente M\$ 2.461), por incumplimiento de las órdenes e instrucciones impartidas en cuanto al requerimiento de información sobre los términos y condiciones del cupón denominado 24 horas 7454-123 farmacia servicio a domicilio gratis, el recurso de reposición fue confirmado

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.

36. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	12-31-2016					Total desembolsos M\$	
				Monto desembolsos M\$	Monto Activado M\$	Monto Gasto M\$	Monto desembolso a futuro M\$	Fecha estimada desembolso Futuro M\$		
EMGESA	Manejo ambiental HIDRA	Plan socio ambiental Centrales Térmicas	En proceso	989.582	989.582	-	-	-	989.582	
		Plan socio ambiental Centrales Hidráulicas	En proceso	4.280.036	4.280.036	-	72.259.750	31-12-2020	76.539.786	
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	37.390	-	37.390	-	31-12-2016	37.390	
		Paisajismo y áreas verdes	En proceso	125.947	-	125.947	-	31-12-2016	125.947	
		Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	266.073	-	266.073	-	31-12-2016	266.073
		Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	204.982	-	204.982	-	31-12-2016	204.982
		Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	7.041	-	7.041	-	31-12-2016	7.041
		Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	-	31-12-2016	-
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	-	-	-	-	31-12-2016	-	
		Paisajismo y áreas verdes	En proceso	10.198	-	10.198	-	31-12-2016	10.198	
		Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	335.969	-	335.969	-	31-12-2016	335.969
		Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	41.525	-	41.525	-	31-12-2016	41.525
		Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	751	-	751	-	31-12-2016	751
EDESUR	Actividades de prevención	Protección inversión medioambiental	En proceso	44.214	44.214	-	-	31-12-2016	44.214	
		Material contaminante	En proceso	71.295	-	71.295	-	31-12-2016	71.295	
		Desmantelamiento PCBS	En proceso	792.848	836.224	(43.376)	4.654.504	31-12-2027	5.447.352	
CODENSA	Nueva Esperanza Rescate Arqueológico	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza.	En proceso	64.812	64.812	-	-	31-12-2019	64.812	
		Nueva Esperanza Compensación Ambiental	En proceso	1.160.202	1.044.507	115.695	497.057	31-12-2019	1.657.259	
		Desmantelamiento central Río Negro	En proceso	338.126	-	338.126	2.430.519	31-12-2036	2.768.645	
Total				8.770.989	7.259.375	1.511.614	79.841.830		88.612.819	

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	12-31-2015					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo	En proceso	135.659	135.659	-	-	-	135.659
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales	En proceso	45.987.062	45.987.062	-	58.798.769	31-12-2020	104.785.831
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	100.570	-	100.570	-	31-12-2015	100.570
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	205.882	-	205.882	-	31-12-2015	205.882
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	189.528	-	189.528	-	31-12-2015	189.528
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	21.373	-	21.373	-	31-12-2015	21.373
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	Terminado	2.549	-	2.549	-	31-12-2015	2.549
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	Terminado	144.590	-	144.590	-	31-12-2015	144.590
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	71.560	-	71.560	-	31-12-2015	71.560
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	Terminado	8.487	-	8.487	-	31-12-2015	8.487
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	277.223	-	277.223	-	31-12-2015	277.223
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	34.960	-	34.960	-	31-12-2015	34.960
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	19.703	-	19.703	-	31-12-2015	19.703
EDESUR	Material contaminante	Manipuleo de material contaminante	En proceso	44.281	-	44.281	-	-	44.281
	Recuperación trafos	Proyecto inversión en medio ambiente	En proceso	30.005	30.005	-	-	-	30.005
CODENSA	Desmantelamiento pcbs	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCbs	En proceso	489.659	489.659	-	-	-	489.659
	Nueva esperanza rescate arqueológico	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	Terminado	458.328	458.328	-	-	31-12-2015	458.328
	Nueva esperanza compensación ambiental	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera años a.c, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza.	En proceso	432.514	432.514	-	-	-	432.514
Total				48.653.933	47.533.227	1.120.706	58.798.769		107.452.702

31-12-2015																			
Estados Financieros	Activos Corrientes M\$	Activos No-Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No-Corrientes M\$	Patrimonio M\$	Total Pasivos y Patrimonio M\$	Ingresos M\$	Materias Primas y Consumibles Utilizados M\$	Margen de Contribución M\$	Resultado Bruto de Explotación M\$	Resultado de Explotación M\$	Resultado Financiero M\$	Resultado Antes de Impuestos M\$	Impuesto sobre la Sociedad M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro Resultado Integral M\$	Resultado Integral Total M\$	
Operaciones Continuas:																			
Inversiones Distritilla S.A.	Separado	18.246.316	50.156.404	68.402.720	325.792	-	68.076.928	68.402.720	-	-	(5.028)	(5.028)	959.095	21.003.199	(266.930)	20.736.269	1.311.144	22.047.413	
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Separado	98.125.347	675.858.105	773.983.452	192.215.161	269.823.997	311.944.294	773.983.452	562.046.426	(379.015.102)	183.031.324	138.377.938	107.705.092	(16.772.560)	91.535.126	(27.924.718)	63.110.408	6.877.338	70.487.746
Endesa Argentina S.A.	Separado	1.814.204	32.328.045	34.142.249	616.318	-	33.525.931	34.142.249	-	(64.074)	(64.074)	(336.372)	1.023.419	959.344	(336.372)	622.972	(10.352.540)	(9.729.568)	
Central Costanera S.A.	Separado	27.550.412	142.918.136	170.477.518	102.001.985	-	14.864.328	170.477.518	100.856.664	(4.598.130)	96.258.534	41.604.328	20.372.179	(24.844.150)	(4.012.455)	3.013.645	(988.809)	4.729.157	(5.729.576)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Separado	44.240.854	240.460.115	284.700.969	71.433.902	63.108.193	149.358.874	284.700.969	40.004.655	(4.574.336)	35.430.318	28.820.101	27.000.175	141.308.348	169.850.815	(59.047.905)	110.802.950	(44.667.505)	66.135.374
Empesa S.A. E.S.P.	Separado	172.918.511	1.803.546.987	1.976.465.498	349.736.334	831.187.906	795.541.258	1.976.465.498	778.768.426	(321.664.855)	457.103.571	412.046.148	372.828.429	(39.872.136)	332.845.961	(120.949.697)	211.896.264	(91.252.276)	120.643.988
Generandes Perú S.P.	Separado	1.945.582	225.170.087	227.115.669	1.364.513	-	225.751.156	227.115.669	-	-	(32.396)	(32.396)	172.406	42.094.142	(50.002)	42.044.140	4.890.902	46.935.042	
Edgett S.A.A.	Separado	111.421.412	723.395.979	835.417.391	117.775.269	188.814.672	528.827.450	835.417.391	343.761.564	(143.234.611)	200.536.954	164.344.968	116.593.374	(9.260.148)	122.550.483	(31.389.446)	91.161.037	4.059.334	95.220.371
Chinanco S.A.C.	Separado	7.647.526	112.683.111	120.330.637	8.369.955	40.621.719	71.344.553	120.330.637	38.114.967	(8.235.270)	30.879.697	26.280.972	23.095.212	(1.057.961)	(6.827.262)	15.210.088	(708.295)	14.501.794	
Enel Brasil S.A.	Separado	110.127.302	736.398.772	846.526.074	51.310.987	15.859.063	779.356.024	846.526.074	-	(21.299.668)	(21.417.232)	26.840.323	122.982.000	(8.959.080)	114.022.920	(194.845.796)	(80.822.876)	(80.822.876)	
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	36.820.903	114.401.115	151.222.018	35.746.585	638.562	114.836.871	151.222.018	159.051.928	(111.228.593)	47.823.335	40.544.633	34.866.986	3.245.644	38.112.630	(13.299.903)	24.812.727	(26.130.490)	(1.317.763)
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	Separado	43.483.356	77.905.552	121.389.908	33.306.336	3.370.861	84.712.691	121.389.908	91.563.206	(17.385.858)	74.167.348	66.975.312	3.514.857	65.487.610	(22.519.751)	42.967.859	(13.348.590)	29.619.269	
Compañía de Interconexión Energética S.A.	Separado	29.310.056	185.030.817	214.340.873	57.239.098	30.170.820	126.930.955	214.340.873	65.533.872	(3.125.790)	62.408.082	45.152.292	34.319.511	15.559.865	49.879.376	(17.387.185)	32.492.212	(27.600.284)	4.891.928
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	13.944.906	934.689	14.879.595	10.880.864	17.896.009	(13.897.278)	14.879.595	1.644.146	1.644.146	822.095	770.315	(17.579.292)	(16.801.955)	(998.283)	(17.800.238)	4.199.017	(13.601.221)	
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Separado	267.538.669	569.364.164	836.902.833	219.528.371	223.842.286	393.532.176	836.902.833	810.184.252	(581.689.470)	228.494.783	136.443.771	100.911.453	(12.650.857)	85.012.938	(12.997.078)	72.015.860	(97.029.555)	(25.013.695)
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	Separado	2.673.792	7.448.487	4.122.279	3.234.058	-	888.221	4.122.279	5.603.633	(3.041.559)	2.562.075	(614.126)	(762.696)	(645.850)	(36.846)	(1.361.657)	(163.062)	(1.544.719)	
Ampla Energia E Serviços S.A.	Separado	385.803.702	1.016.538.260	1.402.339.962	333.776.269	608.907.379	460.156.334	1.402.339.962	1.026.680.070	(804.701.402)	221.978.668	93.988.470	26.422.575	(35.938.130)	(13.028.593)	2.147.615	(10.878.978)	(139.016.506)	(149.895.484)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	207.553.184	841.585.897	1.049.139.081	247.749.853	881.467.266	519.448.531	1.049.139.081	844.467.266	(500.570.712)	383.896.554	295.143.439	235.587.544	(27.459.741)	207.999.316	(84.883.205)	123.116.111	(61.679.252)	61.436.859
Inversora Codensa S.A.	Separado	491	63	554	3	-	551	554	-	-	(189)	(189)	-	-	(189)	(8)	(198)	(91)	(289)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	191.441.460	443.412.232	634.853.692	431.630.045	174.966.573	26.257.074	634.853.692	607.344.916	(157.387.237)	449.957.679	119.294.227	103.776.386	(3.942.519)	99.980.518	(463.471)	99.517.047	(8.296.492)	91.250.555
Generalima S.A.C.	Separado	5.697.317	50.472.480	56.169.807	20.328.170	8.150.819	27.690.818	56.169.807	-	(1.017.940)	-	(375.459)	(375.459)	(2.233.357)	(412.473)	(285.187)	(697.659)	727.779	30.120
Endesa Cernsa S.A.	Separado	22.954.619	91.195	23.045.814	21.098.368	-	1.947.446	23.045.814	2.269.586	-	1.251.646	(1.255.814)	897.816	(1.466.245)	(1.824.243)	(626.380)	(2.450.623)	(2.450.623)	
Grupo Dock Sud S.A.	Consolidado	46.722.732	126.188.103	172.910.835	25.736.485	-	79.869.905	172.910.835	69.962.810	(43.265.695)	26.697.115	14.806.741	3.309.477	53.770.197	57.229.446	(1.168.252)	39.126.694	(24.156.874)	14.969.820
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	54.357.844	81.815.037	136.172.881	19.831.659	47.845.465	68.495.757	136.172.881	58.092.640	(26.124.119)	31.968.521	23.168.206	17.663.200	(5.755.667)	12.013.784	(4.166.389)	7.847.394	720.031	8.567.425
Grupo Distritilla	Consolidado	116.371.663	676.896.105	792.229.768	192.540.953	269.823.997	329.864.816	792.229.768	562.046.426	(379.015.102)	183.031.324	138.377.938	107.705.092	(16.772.560)	91.535.126	(28.191.648)	64.297.545	7.349.620	71.647.165
Grupo Enel Brasil	Consolidado	796.102.019	1.994.170.372	2.790.272.391	653.756.270	725.066.817	1.411.509.304	2.790.272.391	2.016.488.633	(1.385.921.254)	630.567.380	363.360.619	236.408.123	(38.592.248)	195.064.201	(76.715.148)	118.349.053	(370.529.346)	(252.180.893)
Grupo Generandes Perú	Consolidado	120.047.319	808.405.618	928.453.235	126.541.945	229.436.392	672.474.898	928.453.235	382.452.709	(151.046.058)	231.406.651	190.593.514	139.656.190	(10.145.603)	133.321.519	(38.296.710)	95.054.809	(9.131.696)	85.923.113
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	73.348.681	385.562.798	458.911.479	173.663.474	115.955.351	169.292.654	458.911.479	140.398.933	(9.172.466)	131.226.467	107.304.513	117.190.784	165.754.140	(56.407.104)	109.347.016	(50.970.094)	58.376.922	
Operaciones Discontinuas:																			
Chilretra S.A.	Consolidado	764.264.413	766.740.395	1.531.004.808	363.516.173	54.831.044	1.112.657.591	1.531.004.808	1.257.732.164	(983.732.902)	273.999.262	185.114.892	149.293.693	12.669.568	176.628.861	(36.956.051)	188.750.734	(111.222.756)	77.527.978
Grupo Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Consolidado	54.816.036	11.561.339	66.377.375	5.586.878	1.305.133	59.485.364	66.377.375	8.660.778	(397.888)	8.660.778	(511.775)	2.260.216	6.041.979	(765.180)	5.276.799	(76.578)	5.200.221	
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Separado	563.422.232	3.601.559.005	4.164.981.237	807.918.132	1.027.297.096	2.329.776.009	4.164.981.237	1.407.824.978	(1.061.507.980)	346.316.998	225.230.207	143.639.730	(126.334.330)	246.255.963	(32.834.204)	213.421.760	(82.076.119)	121.345.641
Empresa Eléctrica Pehuénche S.A.	Separado	63.745.589	201.385.300	265.111.889	64.820.897	51.972.920	148.318.072	265.111.889	183.189.705	(28.569.912)	164.619.793	159.244.283	150.615.199	2.049.116	152.664.314	(34.647.895)	118.016.421	33.526	118.049.947
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Separado	82.875.363	500.275.829	592.151.192	115.138.485	44.379.433	432.633.274	592.151.192	230.852.534	(139.555.843)	91.296.685	73.665.446	64.306.244	24.323.943	88.341.669	(18.079.279)	70.262.390	(624)	70.261.766
Grupo Endesa Chile	Consolidado	4.412.561.440	2.866.208.895	7.278.770.335	2.527.875.495	1.207.004.760	3.543.890.080	7.278.770.335	1.543.810.316	(880.891.223)	662.919.093	516.860.724	401.818.217	(14.252.182)	300.487.081	(76.655.819)	635.020.813	(347.578.686)	287.442.127
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	245.456.212	207.236.190	452.692.402	24.048.629	49.959.438	378.684.335	452.692.402	183.015.183	(110.330.364)	72.684.819	57.943.644	46.360.426	10.304.578	56.660.371	(10.444.811)	46.215.560	(3.059.006)	43.155.754

38. HECHOS POSTERIORES

Dividendo

El 11 de enero de 2017, se informó con carácter de hecho esencial la remisión de una actualización del Formulario N°1 prescrito en la Circular N° 660 de la SVS, que Enel Américas envió inicialmente el día 24 de noviembre de 2016, con el objeto de comunicar la repartición de un dividendo provisional, con cargo al resultado del ejercicio 2016 de Enel Américas, correspondiente al 15% de la utilidad líquida del ejercicio al 30 de septiembre de 2016, a pagarse a contar del 27 de enero de 2017. La actualización aludida se refiere al número de acciones que poseen derecho a percibir el dividendo indicado, puesto que el número total de 57.453.055.120 acciones varió desde la comunicación de 24 de noviembre de 2016, a un número total de 57.387.251.604 acciones como consecuencia del derecho a retiro ejercido en Enel Américas y en las sociedades absorbidas Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A". Esta actualización del número de acciones no resultó en ningún cambio al monto total a pagar por el dividendo de \$54.387.251.604 inicialmente informado.

Nuevas Tarifas Eléctricas en Argentina

Generación Eléctrica:

El 2 de febrero de 2017, se publicó la Resolución N°19/2017 ("la Resolución") de la Secretaría de Energía Eléctrica ("S.E.E.") la cual reemplaza a la Resolución 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 tres 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 CMMESA, 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.

La Resolución establece los siguientes valores remunerativos, los cuales se definen en dólares estadounidenses (se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil) y los plazos de vencimiento son los establecidos en los procedimientos de CMMESA:

Remuneración Por Potencia Para Centrales Térmicas:

Precio Mínimo (desde Febrero 2017)

- Ciclos Grandes: 3.050 US\$/MW-mes
- Turbo Vapor Grandes : 4.350 US\$/MW-mes
- Turbo Generador Grandes: 3.550 US\$/MW-mes

Precio Base Remuneración con compromiso

- Mayo 2017 - Octubre 2017: 6.000 US\$/MW-mes
- Noviembre 2017 en adelante: 7.000 US\$/MW-mes

Precio adicional remuneración con compromiso (Máximo) (*)

- Mayo 2017 – Octubre 2017: 1.000 US\$/MW-mes
- Nov 2017 en adelante: 2.000 US\$/MW-mes

(*) Es un precio máximo dado que se realizarán ofertas que deberán ser adjudicadas por CMMESA, de acuerdo con las necesidades que defina para el sistema ante situaciones críticas.

Remuneración por Energía:

Energía Generada:

- Ciclos y Turbo Vapor
- Gas: 5 US\$/MWh
- Líquido: 8 US\$/MWh

Energía Operada (asociada a la potencia Rotante): Térmicos: 2 US\$/MWh;

Los valores de energía son definidos en el Nodo. Se descontará 1 US\$/MWh por energía generada por la Central hasta cancelar el saldo del financiamiento para mantenimientos mayores y/o extraordinarios.

Distribución Eléctrica:

Con fecha 31 de enero de 2017, el Ministro de Energía y Minería anunció los aumentos de tarifa que se aplicarán al servicio de energía eléctrica para los usuarios de Edesur, sobre los consumos a partir del 1° de febrero de 2017.

Según el anuncio, la subida para usuarios residenciales variará entre un 61% y un 148%, según el nivel de consumo, y contempla un estímulo al ahorro a través de menores aumentos para aquellos usuarios que consuman menos que en el mismo período de 2015.

Como consecuencia de lo anterior, el 1° de febrero de 2017 el ENRE emitió la Resolución N° 64/17, posteriormente rectificadas por las Resoluciones ENRE N° 83/2017 y 92/2017, que aprueba los valores del nuevo cuadro tarifario

El Grupo se encuentra evaluando el impacto que tendrá la implementación de esta Resolución.

Combinación de Negocios

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 antimonopólica de Energía Eléctrica (ANEEL) y, en consecuencia se ha procedido a la firma del respectivo contrato de compraventa por el 94,8% del capital social de Celg Distribuição S.A. (“CELG”), por un monto total de R\$ 2.187 millones (aproximadamente US\$ 640 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 2,9 millones 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 7 a 10 millones, lo que incrementa el número de clientes del Grupo Enel a nivel mundial, a aproximadamente 65 millones.

Dado que la adquisición de CELG fue recientemente realizada, la contabilización inicial de la combinación de negocios está incompleta a la fecha de que estos estados financieros consolidados han sido autorizados para emisión. Por consiguiente, la revelación del valor razonable de los activos y pasivos adquiridos y otras revelaciones requeridas por NIIF 3 – Combinaciones de Negocios por la adquisición de CELG no pueden ser proporcionadas.

Cambio en moneda funcional y de presentación de los estados financieros consolidados de Enel Américas

Como resultado del proceso de reorganización societaria efectuada durante el año 2016, 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 cambiará 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 será contabilizado prospectivamente desde la fecha del cambio mediante la conversión de todos los ítems de los estados financieros a la nueva moneda funcional utilizando el tipo de cambio vigente a la fecha del cambio.

El cambio en la moneda de presentación será contabilizado como un cambio en política contable y será aplicado retrospectivamente, como si la nueva moneda de presentación hubiese sido siempre la moneda de presentación de los estados financieros consolidados. Por consiguiente, las cifras comparativas para los años anteriores al 1 de enero de 2017 serán re-expresados para ser presentados en dólares de los Estados Unidos usando los tipos de cambio promedio para los ingresos y gastos y el tipo de cambio de cierre a la fecha del balance para los activos y pasivos. El capital emitido, las utilidades retenidas y otras reservas dentro del patrimonio serán convertidos usando tipos de cambio históricos. Las diferencias de cambio resultantes serán reconocidas en patrimonio.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2017 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados.

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 31/12/2016			% Propiedad al 31/12/2015			Tipo de Relación	País	Actividad de Negocios
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Ampla Energia E Serviços S.A.	Real	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%	99,61%	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%	69,99%	69,99%	Filial	Argentina	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoelectrica
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	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. (ex Cien S.A.)	Real	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%	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%	21,14%	36,01%	57,15%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	15,18%	58,87%	74,05%	15,18%	58,87%	74,05%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
Extranjero	Districel Inversora S.A.	Peso Argentino	51,50%	0,00%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Generación Perú (Ex Edegel S.A.A.)	Nuevos Soles	29,40%	54,20%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Electrica Cabo Blanco, S.A.C.	Nuevos Soles	80,00%	20,00%	100,00%	80,00%	20,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P. (1)	Peso Colombiano	48,48%	0,00%	48,48%	21,60%	34,83%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Emgesa Panama S.A. (1)	Dólar	0,00%	48,48%	48,48%	0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Panama	Compra/Venta de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (Ex Edelinor S.A.A.)	Nuevos Soles	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%	22,25%	77,20%	99,45%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Generación Piura (ex Empresa Eléctrica Piura S.A.)	Nuevos Soles	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. (ex Endesa Argentina S.A.)	Peso Argentino	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%	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%	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%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
Extranjero	Enel Soluciones S.A. (ex EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.)	Real	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	Eólica Fazenda Nova-Geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	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.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%	39,00%	61,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex Hidroeléctrica El Chocón S.A.)	Peso Argentino	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%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	1,00%	0,00%	1,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
Extranjero	Inversiones Distrilma S.A.	Nuevos Soles	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%	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%	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%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados.
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A. (2)	Peso Argentino	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%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución 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.

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:

No ocurrieron incorporaciones al perímetro de consolidación al 31 de diciembre de 2016 y 2015

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Propiedad				% Propiedad			
	31 de diciembre de 2016 (*)				31 de diciembre de 2015			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Eólica Canela S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	75,00%	75,00%	Integración global
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	51,00%	51,00%	Integración global
Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	-	-	-	Integración global	99,08%	0,01%	99,09%	Integración global
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	-	-	-	Integración global	3,78%	96,21%	99,99%	Integración global
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	92,65%	92,65%	Integración global
Enel Generación Chile S.A. (ex Empresa Nacional de Electricidad S.A.)	-	-	-	Integración global	59,98%	0,00%	59,98%	Integración global
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama Chile S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	-	-	-	Integración global	99,00%	1,00%	100,00%	Integración global
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	-	-	-	Integración global	99,99%	0,00%	99,99%	Integración global
Luz Andes Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	57,50%	57,50%	Integración global
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	50,00%	50,00%	Integración global
Electrogas S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	42,50%	42,50%	Método de la Participación
GNL Chile S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	33,33%	33,33%	Método de la Participación
GNL Quintero S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	20,00%	20,00%	Método de la Participación
Aysén Transmisión S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación
Aysén Energía S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación

(*) Con fecha 1 de marzo de 2016, estas sociedades dejaron de pertenecer al perímetro de consolidación de Enel Américas.

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

Este anexo es parte de la nota 3.h “Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación”.

RUT	Sociedad	Moneda Funcional	% Propiedad al 31/12/2016			% Propiedad al 31/12/2015			Tipo de Relación	País	Actividad de Negocios
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	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%	Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (1)	Peso Colombiano	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%	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%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica San Martin	Argentina	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%	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 6.

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										31 de diciembre de 2015							
								Corriente			No Corriente							Corriente		No Corriente					Total No Corriente
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,21%	1.105.721	9.845.271	10.950.992	10.319.151	9.697.310	9.055.470	8.423.629	14.951.737	52.437.297	894.845	6.064.899	6.959.744	9.982.170	9.504.920	9.027.670	8.550.419	22.787.755	59.852.934
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	9,24%	394.436	3.504.230	3.898.666	3.673.274	3.447.882	3.222.489	2.997.097	5.318.018	18.658.760	301.348	2.105.951	2.407.299	3.488.668	3.327.949	3.167.230	3.006.511	8.055.219	21.045.577
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	5,93%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.145.579	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	8,01%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.233.163	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,61%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	438.046	28.712.649	29.150.695	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	6,66%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.683.505	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5,70%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	295.055	20.873.617	21.168.672	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5,76%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	198.885	13.892.621	14.091.506	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5,50%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	149.881	10.882.356	11.032.237	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	6,90%	506.725	29.479.685	29.986.410	-	-	-	-	-	-	532.271	1.596.812	2.129.083	30.361.038	-	-	-	-	30.361.038
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6,15%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.959.952	-	2.959.952	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Argentina S.A. (ex Endesa Argentina S.A.)	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Aro	34,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.771	445.358	475.129	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Aro	32,00%	115.223	105.975	221.198	-	-	-	-	-	-	214.270	583.114	797.384	276.664	-	-	-	-	276.664
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Baf Argentina	Argentina	\$ Aro	34,00%	48.996	55.045	104.041	-	-	-	-	-	-	80.256	225.731	305.989	128.627	-	-	-	-	128.627
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Aro	30,00%	29.706	33.630	63.336	-	-	-	-	-	-	50.253	140.581	190.834	79.542	-	-	-	-	79.542
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Aro	38,00%	47.140	52.943	100.083	-	-	-	-	-	-	81.254	224.941	306.195	125.511	-	-	-	-	125.511
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Aro	30,00%	153.048	173.400	326.448	-	-	-	-	-	-	263.796	734.081	997.877	412.453	-	-	-	-	412.453
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	USD	13,92%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.214.284	-	1.214.284	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Aro	31,00%	52.386	59.071	111.457	-	-	-	-	-	-	89.632	249.669	339.501	140.047	-	-	-	-	140.047
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile	Chile	Chf	6,90%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64	-	64	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	USD	12,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.339.210	-	1.339.210	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	USD	12,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	673.817	-	673.817	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Itaú	Argentina	USD	12,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	673.905	-	673.905	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Aro	38,45%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75.083	1.113.612	1.188.695	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicato IV	Argentina	\$ Aro	30,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	266.203	516.165	782.368	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Baf - Sindicato IV	Argentina	\$ Aro	30,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	241.619	464.727	706.346	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicato IV	Argentina	\$ Aro	30,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	228.411	442.424	670.835	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicato IV	Argentina	\$ Aro	30,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.221	144.361	217.582	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicato IV	Argentina	\$ Aro	30,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.708	59.481	90.189	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicato IV	Argentina	\$ Aro	30,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	296.189	573.160	869.349	-	-	-	-	-	-
								43.849.204	156.615.509	200.464.713	205.025.856	217.078.504	72.451.117	38.161.731	30.242.611	562.960.219	94.438.177	119.047.141	213.485.318	94.680.542	93.341.883	46.131.557	11.556.930	30.842.974	276.553.886

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	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			447.162.955	22.124.481
	Dólar	Peso chileno	342.409.661	6.606.837
	Dólar	Peso Colombiano	878.967	195.597
	Dólar	Soles	101.615.471	14.024.599
	Dólar	Peso Argentino	2.258.856	1.297.448
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			447.162.955	22.124.481
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			447.162.955	22.124.481

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2016										31-12-2015							
			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes							Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				
			Hasta 90 días M\$	91 días a 1 año M\$	Total Corriente	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente	Hasta 90 días M\$	91 días a 1 año M\$	Total Corriente	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	Pesos chileno	4.247.885	12.743.655	16.991.540	16.991.541	16.991.541	16.991.541	16.991.541	483.965.282	551.931.446	3.015.734	186.297.709	189.313.443	39.170	39.170	39.170	39.170	843.993	1.000.673
	Dólares	Reales	608.685	1.826.054	2.434.739	28.104.548	51.313.622	82.652	82.652	2.049.705	81.633.179	20.770	62.310	83.080	83.080	83.079	83.080	83.080	2.247.602	2.579.921
	Dólares	Soles	18.278.780	28.501.008	46.779.788	38.668.018	18.494.721	26.578.062	5.254.589	10.456.350	99.451.740	31.821.714	32.310.979	64.132.693	28.734.262	34.555.459	13.529.933	22.582.038	10.086.341	109.488.033
	Dólares	Peso Argentino	184.690	2.128.962	2.313.652	2.119.963	2.119.963	2.119.963	2.119.963	25.434.497	33.914.349	4.492.243	1.964.285	6.456.528	5.810.613	1.792.235	1.883.493	1.937.302	23.273.695	34.697.338
TOTAL PASIVOS			23.320.040	45.199.679	68.519.719	85.884.070	88.919.847	45.772.218	24.448.745	521.905.834	766.930.714	39.350.461	220.635.283	259.985.744	34.667.125	36.469.943	15.535.676	24.641.590	36.451.631	147.765.965

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	31-12-2016											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	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			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Cuentas comerciales por cobrar bruto	612.692.552	114.409.279	41.374.075	17.311.962	16.413.107	14.084.028	13.110.063	6.415.162	5.684.730	157.931.484	999.426.442	77.366.903	
Provisión de deterioro	(2.428.585)	(10.092.511)	(1.480.139)	(1.157.646)	(7.559.830)	(8.685.245)	(8.275.017)	(4.156.072)	(3.212.876)	(129.301.956)	(176.349.877)	(13.848.917)	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	210.005.702	-	-	-	-	-	-	-	-	-	210.005.702	296.129.610	
Provisión de deterioro	(2.863.040)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.863.040)	-	
Total	817.406.629	104.316.768	39.893.936	16.154.316	8.853.277	5.398.783	4.835.046	2.259.090	2.471.854	28.629.528	1.030.219.227	359.647.596	

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	31-12-2015											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	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			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Cuentas comerciales por cobrar bruto	577.040.344	69.749.887	36.722.157	15.687.116	20.749.032	12.624.597	25.381.047	10.410.324	9.076.689	82.254.409	859.695.602	82.274.666	
Provisión de deterioro	(1.402.962)	(682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(5.939.987)	(7.094.068)	(19.937.434)	(6.841.473)	(7.231.279)	(52.413.506)	(105.124.334)	-	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	334.685.900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	334.685.900	316.421.198	
Provisión de deterioro	(1.125.601)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.125.601)	-	
Total	909.197.681	69.067.489	35.150.526	13.677.520	14.809.045	5.530.529	5.443.613	3.568.851	1.845.410	29.840.903	1.088.131.567	398.695.864	

- Por tipo de cartera:

Tramos de Morosidad	31-12-2016						31-12-2015					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	10.715.965	647.724.479	166.329	42.334.976	10.882.294	690.059.455	9.496.241	629.928.769	195.019	29.386.241	9.691.260	659.315.010
Entre 1 y 30 días	2.751.759	108.850.914	88.131	5.558.365	2.839.890	114.409.279	2.104.270	65.980.622	80.275	3.769.265	2.184.545	69.749.887
Entre 31 y 60 días	469.136	37.165.591	14.112	4.208.484	483.248	41.374.075	285.256	34.798.871	6.727	1.923.286	291.983	36.722.157
Entre 61 y 90 días	220.322	13.885.175	9.659	3.426.787	229.981	17.311.962	77.855	14.036.045	7.552	1.651.071	85.407	15.687.116
Entre 91 y 120 días	148.926	13.453.789	7.085	2.959.318	156.011	16.413.107	177.160	19.282.854	5.840	1.466.178	183.000	20.749.032
Entre 121 y 150 días	120.143	11.724.815	6.750	2.359.213	126.893	14.084.028	172.778	11.272.010	6.289	1.352.587	179.067	12.624.597
Entre 151 y 180 días	112.314	11.066.895	6.248	2.043.168	118.562	13.110.063	111.678	24.222.662	6.415	1.158.385	118.093	25.381.047
Entre 181 y 210 días	75.001	4.562.525	5.098	1.852.637	80.099	6.415.162	94.221	9.312.808	4.390	1.097.516	98.611	10.410.324
Entre 211 y 250 días	64.955	3.940.491	3.840	1.744.239	68.795	5.684.730	55.382	8.049.056	4.688	1.027.633	60.070	9.076.689
Superior a 251 días	185.801	149.080.281	41.014	8.851.203	226.815	157.931.484	618.700	78.781.681	8.092	3.472.728	626.792	82.254.409
Total	14.864.322	1.001.454.955	348.266	75.338.390	15.212.588	1.076.793.345	13.193.541	895.665.378	325.287	46.304.890	13.518.828	941.970.268

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-12-2016		Saldo al 31-12-2015	
	Número de Clientes	Monto M\$	Número de Clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	1.876.256	26.348.864	1.872.073	23.354.556
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	5.309	17.230.672	4.219	16.044.580
Total	1.881.565	43.579.536	1.876.292	39.399.136

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y Castigos	Saldo al	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión cartera no repactada	67.307.619	25.846.624
Provisión cartera repactada	11.027.648	6.081.295
Castigos del período	-	(23.480.578)
Recuperos del período	10.416.267	14.962.098
Total	88.751.534	23.409.439

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-12-2016		31-12-2015	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre M\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual M\$	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre M\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual M\$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	4.060.885	10.198.839	199.988	557.364
Monto de las operaciones	45.257.339	88.751.534	11.043.157	46.890.017

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	31-12-2016												Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	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			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	163.423.071	12.052.236	3.184.081	1.670.503	2.647.827	1.852.752	1.455.697	669.108	226.801	9.947.084	57.294.597	254.423.757	34.797.069	
-Grandes Clientes	61.981.503	11.672.600	2.348.156	191.723	88.862	86.765	195.575	1.653	167.593	9.491.121	564.890	86.790.441	-	
-Clientes Institucionales	67.089.184	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67.089.184	34.786.871	
-Otros	34.352.384	379.636	835.925	1.478.780	2.558.965	1.765.987	1.260.122	667.455	59.208	455.963	56.729.707	100.544.132	10.198	
Provisión Deterioro	(1.979.501)	(7.697.800)	(1.577)	(13.052)	-	(131.117)	-	(1.653)	-	(4.524.213)	(50.083.809)	(64.432.722)	-	
Servicios no facturados	65.179.838	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65.179.838	-	
Servicios facturados	98.243.233	12.052.236	3.184.081	1.670.503	2.647.827	1.852.752	1.455.697	669.108	226.801	9.947.084	57.294.597	189.243.919	34.797.069	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	449.269.481	102.357.043	38.189.994	15.641.459	13.765.280	12.231.276	11.654.366	5.746.054	5.457.929	23.645.724	67.044.079	745.002.685	42.569.834	
-Clientes Masivos	295.417.471	74.555.391	25.096.876	9.368.311	9.116.335	7.714.907	7.389.601	3.026.774	2.155.251	18.930.141	24.078.813	476.849.871	17.927.760	
-Grandes Clientes	103.254.528	11.481.488	5.582.550	2.017.138	1.778.433	1.317.309	1.528.575	1.089.278	1.438.281	3.073.285	26.004.387	158.565.252	6.571.345	
-Clientes Institucionales	50.597.482	16.320.164	7.510.568	4.256.010	2.870.512	3.199.060	2.736.190	1.630.002	1.864.397	1.642.298	16.960.879	109.587.562	18.070.729	
Provisión Deterioro	(449.084)	(2.394.711)	(1.478.562)	(1.144.594)	(7.559.830)	(8.554.128)	(8.275.017)	(4.154.419)	(3.212.876)	(16.432.907)	(58.261.027)	(111.917.155)	(13.848.917)	
Servicios no facturados	218.481.746	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	218.481.746	-	
Servicios facturados	230.787.735	102.357.043	38.189.994	15.641.459	13.765.280	12.231.276	11.654.366	5.746.054	5.457.929	23.645.724	67.044.079	526.520.939	42.569.834	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	612.692.552	114.409.279	41.374.075	17.311.962	16.413.107	14.084.028	13.110.063	6.415.162	5.684.730	33.592.808	124.338.676	999.426.442	77.366.903	
Total Provisión Deterioro	(2.428.585)	(10.092.511)	(1.480.139)	(1.157.646)	(7.559.830)	(8.685.245)	(8.275.017)	(4.156.072)	(3.212.876)	(20.957.120)	(108.344.836)	(176.349.877)	(13.848.917)	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	610.263.967	104.316.768	39.893.936	16.154.316	8.853.277	5.398.783	4.835.046	2.259.090	2.471.854	12.635.688	15.993.840	823.076.565	63.517.986	

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	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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	214.520.868	10.315.795	3.889.661	3.959.399	3.758.589	3.671.364	3.869.173	5.219.854	118.598	47.438.345	-	296.761.646	55.582.276
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.996	3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.646	-	142.976.051	-
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.797.290	52.371.150
-Otros	32.373.023	892.892	54.037	154.403	24.463	30.266	318.316	26.930	43.276	43.070.699	-	76.988.305	3.211.126
Provisión Deterioro	(212.623)	-	-	(363.070)	-	-	(415.609)	(2.735.412)	-	(45.093.112)	-	(48.819.826)	-
Servicios no facturados	89.723.981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89.723.981	32.993.708
Servicios facturados	124.796.887	10.315.795	3.889.661	3.959.399	3.758.589	3.671.364	3.869.173	5.219.854	118.598	47.438.345	-	207.037.665	22.588.568
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	362.519.476	59.434.092	32.832.496	11.727.717	16.990.443	8.953.233	21.511.874	5.190.470	8.958.091	34.816.064	-	562.933.956	26.692.390
-Clientes Masivos	217.119.041	36.222.800	21.046.214	7.845.767	5.350.487	5.742.028	18.419.905	2.598.396	6.157.123	10.208.043	-	330.709.804	13.043.874
-Grandes Clientes	99.833.365	12.867.396	6.598.117	1.338.886	1.095.541	996.107	1.253.697	767.947	850.748	21.559.120	-	147.160.924	3.424.933
-Clientes Institucionales	45.567.070	10.343.896	5.188.165	2.543.064	10.544.415	2.215.098	1.838.272	1.824.127	1.950.220	3.048.901	-	85.063.228	10.223.583
Provisión Deterioro	(1.190.339)	(682.398)	(1.571.631)	(1.646.526)	(5.939.987)	(7.094.068)	(19.521.825)	(4.106.061)	(7.231.279)	(7.320.394)	-	(56.304.508)	-
Servicios no facturados	173.794.483	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	173.794.483	-
Servicios facturados	188.724.993	59.434.092	32.832.496	11.727.717	16.990.443	8.953.233	21.511.874	5.190.470	8.958.091	34.816.064	-	389.139.473	26.692.390
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	577.040.344	69.749.887	36.722.157	15.687.116	20.749.032	12.624.597	25.381.047	10.410.324	9.076.689	82.254.409	-	859.695.602	82.274.666
Total Provisión Deterioro	(1.402.962)	(682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(5.939.987)	(7.094.068)	(19.937.434)	(6.841.473)	(7.231.279)	(52.413.506)	-	(105.124.334)	-
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	575.637.382	69.067.489	35.150.526	13.677.520	14.809.045	5.530.529	5.443.613	3.568.851	1.845.410	29.840.903	-	754.571.268	82.274.666

- Por tipo de cartera:

Tipos de Cartera	31-12-2016												Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	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			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN														
Cartera no repactada	157.599.788	12.020.281	3.160.059	1.659.900	2.624.191	1.812.247	1.414.288	653.432	209.251	66.351.275	-	247.504.712	34.797.069	
-Grandes Clientes	61.981.503	11.672.600	2.348.156	191.724	88.863	86.766	195.575	1.654	167.593	10.056.012	-	86.790.446	-	
-Clientes Institucionales	67.089.184	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67.089.184	34.786.871	
-Otros	28.529.101	347.681	811.903	1.468.176	2.535.328	1.725.481	1.218.713	651.778	41.658	56.295.263	-	93.625.082	10.198	
Cartera repactada	5.823.283	31.955	24.022	10.603	23.636	40.505	41.409	15.676	17.550	890.406	-	6.919.045	-	
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Otros	5.823.283	31.955	24.022	10.603	23.636	40.505	41.409	15.676	17.550	890.406	-	6.919.045	-	
DISTRIBUCIÓN														
Cartera no repactada	444.417.873	96.830.633	34.005.532	12.225.275	10.829.598	9.912.568	9.652.607	3.909.093	3.731.240	82.729.006	-	708.243.425	10.909.749	
-Clientes Masivos	291.576.675	71.602.635	22.727.593	7.712.664	7.846.740	6.705.936	6.537.114	2.339.771	1.556.748	39.930.189	-	458.536.065	2.176.467	
-Grandes Clientes	102.779.132	10.541.859	5.002.012	1.441.639	1.268.806	1.161.497	1.421.501	980.632	1.336.218	28.510.457	-	154.443.753	1.393.034	
-Clientes Institucionales	50.062.066	14.686.139	6.275.927	3.070.972	1.714.052	2.045.135	1.693.992	588.690	838.274	14.288.360	-	95.263.607	7.340.248	
Cartera repactada	4.851.608	5.526.410	4.184.462	3.416.184	2.935.682	2.318.708	2.001.759	1.836.961	1.726.689	7.960.797	-	36.759.260	31.660.085	
-Clientes Masivos	3.840.796	2.952.755	2.369.283	1.655.648	1.269.595	1.008.970	852.487	687.004	598.503	3.078.765	-	18.313.806	15.751.292	
-Grandes Clientes	475.396	939.630	580.538	575.498	509.627	155.813	107.074	108.645	102.063	567.215	-	4.121.499	5.178.312	
-Clientes Institucionales	535.416	1.634.025	1.234.641	1.185.038	1.156.460	1.153.925	1.042.198	1.041.312	1.026.123	4.314.817	-	14.323.955	10.730.481	
Total cartera bruta	612.692.552	114.409.279	41.374.075	17.311.962	16.413.107	14.084.028	13.110.063	6.415.162	5.684.730	157.931.484	-	999.426.442	77.366.903	

Tipos de Cartera	31-12-2015												Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	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			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN														
Cartera no repactada	209.710.717	10.292.925	3.835.624	3.934.142	3.734.126	3.641.098	3.839.625	5.192.924	75.322	47.048.299	-	291.304.802	-	
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.997	3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.645	-	142.976.051	-	
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.797.290	-	
-Otros	27.562.872	870.022	-	129.145	-	-	288.768	-	-	42.680.654	-	71.531.461	-	
Cartera repactada	4.810.151	22.870	54.037	25.257	24.463	30.266	29.548	26.930	43.276	390.045	-	5.456.843	-	
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Otros	4.810.151	22.870	54.037	25.257	24.463	30.266	29.548	26.930	43.276	390.045	-	5.456.843	-	
DISTRIBUCIÓN														
Cartera no repactada	360.318.915	55.687.697	30.963.247	10.101.903	15.548.728	7.630.912	20.383.037	4.119.884	7.973.734	31.733.382	-	544.461.439	-	
-Clientes Masivos	215.638.939	34.316.549	19.859.514	6.818.125	4.452.336	4.953.953	17.774.987	2.008.723	5.629.594	8.660.803	-	320.113.523	-	
-Grandes Clientes	99.340.127	11.546.722	6.337.137	1.122.596	936.511	831.176	1.130.633	643.942	736.404	4.107.633	-	126.732.881	-	
-Clientes Institucionales	45.339.849	9.824.426	4.766.596	2.161.182	10.159.881	1.845.783	1.477.417	1.467.219	1.607.736	18.964.946	-	97.615.035	-	
Cartera repactada	2.200.561	3.746.395	1.869.249	1.625.814	1.441.715	1.322.321	1.128.837	1.070.586	984.357	3.082.683	-	18.472.518	-	
-Clientes Masivos	1.480.102	1.906.252	1.186.699	1.027.641	898.152	788.075	644.917	589.672	527.529	1.547.241	-	10.596.280	-	
-Grandes Clientes	493.237	1.320.673	260.980	216.290	159.030	164.931	123.064	124.005	114.344	428.743	-	3.405.297	-	
-Clientes Institucionales	227.222	519.470	421.570	381.883	384.533	369.315	360.856	356.909	342.484	1.106.699	-	4.470.941	-	
Total cartera bruta	577.040.344	69.749.887	36.722.157	15.687.116	20.749.032	12.624.597	25.381.047	10.410.324	9.076.689	82.254.409	-	859.695.602	-	

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			
	31-12-2016				31-12-2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	107.497.513	154.965.138	262.462.651	-	107.441.015	179.688.300	287.129.315
Entre 31 y 60 días	-	12.930.444	23.010.172	35.940.616	-	13.041.611	16.446.525	29.488.136
Entre 61 y 90 días	-	-	1.215.148	1.215.148	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	341.995	341.995	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	6.051.633	6.051.633	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	1.700.008	1.700.008	-	-	2.278.233	2.278.233
Total	-	120.427.957	187.284.094	307.712.051	-	120.482.626	198.413.058	318.895.684

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2016				31-12-2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	-	6.598.959	6.598.959	-	-	10.249.865	10.249.865
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	6.472.974	6.472.974	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	9.695.136	9.695.136	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	66.801.033	66.801.033	-	-	87.506.351	87.506.351
Total	-	-	89.568.102	89.568.102	-	-	97.756.216	97.756.216