

**ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.
(EX – EMPRESA NACIONAL DE
ELECTRICIDAD S.A.) Y FILIALES**

Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre
de 2016 y 2015 y por los años terminados en esas fechas.

(Con el Informe de los Auditores Independientes)

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.
(EX - EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.) Y FILIALES

CONTENIDO

Informe de los Auditores Independientes

Estados Consolidados de Situación Financiera

Estados Consolidados de Resultados Integrales

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto

Estados Consolidados de Flujos de Efectivo

Notas a los Estados Financieros Consolidados

M\$: Cifras expresadas en miles de pesos chilenos



Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de
Enel Generación Chile S.A. (Ex - Empresa Nacional de Electricidad S.A.):

Informe sobre los estados financieros consolidados

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Generación Chile S.A. y filiales, 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. Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, no hemos auditado los estados financieros de ciertas filiales que se encuentran clasificadas como disponibles para su distribución, las cuales representan en su conjunto un activo total de M\$0 y M\$2.440.280.917 al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente; y un resultado neto devengado (utilidad) de M\$53.105.613 (M\$0 operaciones continuas y M\$53.105.613 operaciones discontinuadas) y M\$321.246.726 (M\$0 operaciones continuas y M\$321.246.726 operaciones discontinuadas), por los años terminados en esas fechas. Adicionalmente, no hemos auditado los estados financieros de ciertas asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, clasificadas como disponibles para su distribución e inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, los cuales representan en su conjunto un activo total de M\$12.297.033 y M\$483.785.982 al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente; y un resultado neto devengado (utilidad) de M\$8.709.779 (M\$4.897.102 operaciones continuas y M\$3.812.677 operaciones discontinuadas) y M\$49.998.970 (M\$11.319.309 operaciones continuas y M\$38.679.661 operaciones discontinuadas), por los años terminados en esas fechas. Dichos 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 de dichas sociedades filiales, asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, se basa únicamente en los informes emitidos por esos 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 a 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 Generación Chile S.A. y filiales 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.



Cristián Maturana R.

Santiago, 27 de febrero de 2017

KPMG Ltda.



ENEL GENERACION CHILE S.A. (Ex – EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.) y FILIALES

**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados
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	6	114.486.479	37.425.233
Otros activos financieros, corrientes	7	487.106	1.011.555
Otros activos no financieros, corrientes		4.409.288	462.748
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	8	260.440.086	363.475.277
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	82.727.781	68.867.726
Inventarios	10	33.390.799	36.755.409
Activos por impuestos, corrientes	11	34.438.408	14.857.462
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	4	12.993.008	3.889.706.030
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		543.372.955	4.412.561.440
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros, no corrientes	7	28.802.568	21.718.720
Otros activos no financieros, no corrientes	10	12.318.443	3.387.709
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	8	6.788.437	35.901
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	18.738.198	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	19.266.874	20.905.426
Plusvalía	14	24.860.356	24.860.356
Propiedades, planta y equipo	15	2.726.838.537	2.729.717.092
Activos por impuestos diferidos	16	18.696.123	19.867.318
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		2.856.309.536	2.866.208.893
TOTAL ACTIVOS		3.399.682.491	7.278.770.333



ENEL GENERACION CHILE S.A. (Ex – EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.) y FILIALES

**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados
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	17	25.696.064	27.921.565
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	20	341.088.664	360.459.609
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	9	121.018.039	257.584.485
Otras provisiones, corrientes	21	6.493.428	15.617.614
Pasivos por impuestos, corrientes	11	61.457.940	14.484.736
Otros pasivos no financieros corrientes		23.330	23.330
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	4	-	1.851.784.156
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		555.777.465	2.527.875.495
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, no corrientes	17	854.016.751	917.197.790
Otras cuentas por pagar, no corrientes	20	1.453.022	5.975.686
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	9	251.527	97.186
Otras provisiones, no corrientes	21	57.325.915	50.702.975
Pasivo por impuestos diferidos	16	185.277.005	217.759.706
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	22	15.820.557	15.271.416
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		1.114.144.777	1.207.004.759
TOTAL PASIVOS		1.669.922.242	3.734.880.254
PATRIMONIO			
Capital emitido	23	552.777.321	1.331.714.085
Ganancias acumuladas		1.199.429.221	2.218.373.368
Primas de emisión	23	85.511.492	206.008.557
Otras reservas	23	(136.755.547)	(1.107.906.103)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		1.700.962.487	2.648.189.907
Participaciones no controladoras		28.797.762	895.700.172
TOTAL PATRIMONIO		1.729.760.249	3.543.890.079
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		3.399.682.491	7.278.770.333



ENEL GENERACION CHILE S.A. (Ex – EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.) y FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre	
		2016 M\$	2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	24	1.639.959.815	1.539.977.511
Otros ingresos	24	19.767.514	3.832.806
Total de Ingresos Operacionales		1.659.727.329	1.543.810.317
Materias primas y consumibles utilizados	25	(895.060.114)	(880.891.223)
Margen de Contribución		764.667.215	662.919.094
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	15.d.2	9.758.304	15.250.810
Gastos por beneficios a los empleados	26	(60.350.072)	(70.969.357)
Gasto por depreciación y amortización	27	(132.600.381)	(124.835.559)
Pérdidas por deterioro de valor (Reversión de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	27	(30.785.531)	9.793.652
Otros gastos, por naturaleza	28	(119.303.215)	(90.339.822)
Resultado de Explotación		431.386.320	401.818.818
Otras ganancias (pérdidas)	29	121.490.974	4.015.401
Ingresos financieros	30	6.150.751	234.821
Costos financieros	30	(55.701.778)	(64.206.719)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	7.878.201	8.905.045
Diferencias de cambio	30	13.266.320	(53.880.472)
Resultado por unidades de reajuste	30	606.075	3.600.187
Ganancia antes de impuestos		525.076.863	300.487.081
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	31	(83.216.935)	(76.655.819)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		441.859.928	223.831.262
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	4.2	79.572.445	411.189.551
GANANCIA		521.432.373	635.020.813
Ganancia atribuible a			
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		472.558.428	392.868.115
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	23.6	48.873.945	242.152.698
GANANCIA		521.432.373	635.020.813
Ganancia por acción básica			
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	52,77	25,89
Ganancia por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	4,85	22,01
Ganancia por acción básica	\$ / acción	57,62	47,90
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	52,77	25,89
Ganancias diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	4,85	22,01
Ganancias diluida por acción	\$ / acción	57,62	47,90
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58

ENEL GENERACION CHILE S.A. (Ex – EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.) y FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre	
		2016 M\$	2015 M\$
Ganancia (Pérdida)		521.432.373	635.020.813
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos			
(Pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	22	(1.757.402)	(216.648)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		(1.757.402)	(216.648)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos			
(Pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(139.529.128)	(244.110.922)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		18	(441.585)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		66.502.675	(151.642.828)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultado		20.456.663	15.850.894
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(11.904.709)	(2.475.299)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		(64.474.481)	(382.819.740)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(66.231.883)	(383.036.388)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		474.498	(5.476)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		474.498	(5.476)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(20.924.809)	35.463.169
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		(5)	10
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		(20.924.814)	35.463.179
Total Otro resultado integral		(86.682.199)	(347.578.685)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		434.750.174	287.442.128
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		450.858.649	132.746.446
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		(16.108.475)	154.695.682
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		434.750.174	287.442.128



ENEL GENERACION CHILE S.A. (Ex – EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.) y FILIALES
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de emisión	Cambios en 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	Otras reservas				
	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS
Saldo al 01 de enero de 2016	1.331.714.085	206.008.557	19.691.866	(205.691.575)	-	(1.046)	(719.716.306)	(202.189.042)	(1.107.906.103)	2.218.373.368	2.648.189.907	895.700.172	3.543.890.079
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										472.558.428	472.558.428	48.873.945	521.432.373
Otro resultado integral			(3.527.400)	67.731.875	(1.284.713)	13	(11.690.790)	(72.928.764)	(21.699.779)	(21.699.779)	(21.699.779)	(64.982.420)	(86.682.199)
Resultado integral										450.858.649	450.858.649	(16.108.475)	434.750.174
Dividendos										(184.234.740)	(184.234.740)	(7.405.769)	(191.640.509)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(778.936.764)	(120.497.065)	-	-	-	-	776.186.804	275.117.804	1.051.304.608	(1.305.983.122)	(1.305.983.122)	(839.096.192)	(1.993.208.535)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	46.375	14.460.299	1.284.713	-	(76.967.775)	2.722.115	(58.454.273)	(1.284.713)	(59.738.986)	(4.291.974)	(64.030.960)
Total de cambios en patrimonio	(778.936.764)	(120.497.065)	(3.481.025)	82.192.174	-	13	687.528.239	204.911.155	971.150.556	(1.018.944.147)	(947.227.420)	(866.902.410)	(1.814.129.830)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	552.777.321	85.511.492	16.210.841	(123.499.401)	-	(1.033)	(32.188.067)	2.722.113	(136.755.547)	1.199.429.221	1.700.962.487	28.797.762	1.729.760.249

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de emisión	Cambios en 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	Otras reservas				
	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS
Saldo al 01 de enero de 2015	1.331.714.085	206.008.557	(11.409.870)	(117.559.279)	-	(1.020)	(719.216.262)	-	(848.186.431)	2.010.744.273	2.700.280.484	823.605.857	3.523.886.341
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										392.868.115	392.868.115	242.152.698	635.020.813
Otro resultado integral			(160.979.109)	(96.154.779)	(467.310)	(118.688)	(2.401.783)	-	(260.121.669)	(260.121.669)	(260.121.669)	(87.457.016)	(347.578.685)
Resultado integral										132.746.446	132.746.446	154.695.682	287.442.128
Dividendos										(184.771.710)	(184.771.710)	(80.862.173)	(265.633.883)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	192.080.845	8.022.483	467.310	118.662	1.901.739	(202.189.042)	401.997	(467.310)	(65.313)	(1.739.194)	(1.804.507)
Total de cambios en patrimonio	-	-	31.101.736	(88.132.296)	-	(26)	(500.044)	(202.189.042)	(259.719.672)	207.629.095	(52.090.577)	72.094.315	20.003.738
Saldo al 31 de diciembre de 2015	1.331.714.085	206.008.557	19.691.866	(205.691.575)	-	(1.046)	(719.716.306)	(202.189.042)	(1.107.906.103)	2.218.373.368	2.648.189.907	895.700.172	3.543.890.079



Estados de Flujos de Efectivos Consolidados Directo

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

(En miles de pesos)

		enero - diciembre	
Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	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		2.374.348.805	3.249.925.184
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		1.967.684	3.865.539
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		4.108.308	14.740.827
Otros cobros por actividades de operación		260.080	24.297.790
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.432.187.182)	(1.854.215.926)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(70.830.372)	(117.343.733)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(21.525.259)	(10.788.411)
Otros pagos por actividades de operación		(185.124.143)	(161.073.061)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(107.229.062)	(236.640.545)
Otras (salidas) de efectivo		(4.600.270)	(11.553.428)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		559.188.589	901.214.236
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	6.d	-	6.639.653
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	12.1.b	133.206.429	20.000.882
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(2.346.000)	(2.550.000)
Préstamos a entidades relacionadas		(6.457.077)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		42.597	49.916
Compras de propiedades, planta y equipo		(194.880.395)	(525.755.416)
Compras de activos intangibles		-	(12.049.927)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(7.860.258)	(6.376.166)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		3.439.049	10.906.446
Cobros a entidades relacionadas		1.907.339	98.813
Dividendos recibidos		8.682.538	11.249.679
Intereses recibidos		3.686.258	9.190.650
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(60.579.520)	(488.595.470)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos		257.661.770	347.776.657
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		249.359.440	79.136.157
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		8.302.330	268.640.500
Préstamos de entidades relacionadas		37.096.734	645.635.959
Pagos de préstamos		(182.345.064)	(460.398.335)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(1.744.003)	(10.747.974)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(204.524.335)	(566.771.227)
Dividendos pagados		(126.718.920)	(400.032.465)
Intereses pagados		(76.403.433)	(152.767.801)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(222.675.977)	(8.479.868)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(519.653.228)	(605.785.054)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(21.044.159)	(193.166.288)
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		(14.207.725)	6.246.146
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(35.251.884)	(186.920.142)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	6	149.738.363	336.658.505
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	114.486.479	149.738.363

ENEL GENERACIÓN CHILE Y SOCIEDADES FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1. Actividad y Estados Financieros del Grupo.
2. Bases de presentación de los Estados Financieros Consolidados.
 - 2.1. Principios contables.
 - 2.2. Nuevos pronunciamientos contables.
 - 2.3. Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.
 - 2.4. Sociedades filiales.
 - 2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación.
 - 2.4.2. Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.
 - 2.5. Entidades asociadas.
 - 2.6. Acuerdos conjuntos.
 - 2.7. Principios de consolidación y combinaciones de negocio.
3. Criterios contables aplicados.
 - a) Propiedades, planta y equipo.
 - b) Plusvalía.
 - c) Activos Intangibles distintos de la plusvalía.
 - c.1) Gastos de investigación y desarrollo.
 - c.2) Otros activos intangibles.
 - d) Deterioro del valor de los activos no financieros.
 - e) Arrendamientos.
 - f) Instrumentos financieros.
 - f.1) Activos financieros no derivados.
 - f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.
 - f.3) Deterioro de valor de los activos financieros.
 - f.4) Pasivos financieros excepto derivados.
 - f.5) Derivados y operaciones de cobertura.
 - f.6) Baja de activos y pasivos financieros.
 - f.7) Compensación de activos y pasivos financieros.
 - f.8) Contratos de garantías financieras.
 - g) Medición del valor razonable.
 - h) Inversiones contabilizadas por el método de la participación.
 - i) Inventarios.
 - 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.
 - k) Acciones propias en cartera.
 - l) Provisiones.
 - l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.
 - m) Conversión de saldos en moneda extranjera.
 - n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.
 - o) Impuestos a las ganancias.
 - p) Reconocimiento de ingresos y gastos.
 - q) Ganancia (pérdida) por acción.
 - r) Dividendos.
 - s) Estado de flujos de efectivo.
4. Activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.
 - 4.1. Proceso de venta de Electrogas S.A..
 - 4.2. Proceso de reorganización societaria.
 - 4.3. Venta Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.
5. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico.
6. Efectivo y equivalentes al efectivo.
7. Otros Activos Financieros.

- 8.** Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar.
- 9.** Saldos y transacciones con partes relacionadas.
 - 9.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.
 - 9.2. Directorio y personal clave de la Gerencia.
 - 9.3. Retribución del personal clave de la Gerencia de Enel Generación Chile.
 - 9.4. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.
- 10.** Inventarios.
- 11.** Activos y pasivos por impuestos corrientes.
- 12.** Inversiones contabilizadas por el método de la participación.
 - 12.1. Inversiones contabilizadas por el método de la participación.
 - 12.2. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.
 - 12.3. Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.
 - 12.4. Compromisos y Contingencias.
- 13.** Activos intangibles distintos de la plusvalía.
- 14.** Plusvalía.
- 15.** Propiedades, planta y equipo.
 - a) Composición del rubro.
 - b) Detalle de Propiedades, plantas y equipos.
 - c) Principales inversiones.
 - d) Costos Capitalizados.
 - e) Arrendamiento financiero.
 - f) Arrendamiento operativo.
 - g) Otras informaciones.
- 16.** Impuestos diferidos.
- 17.** Otros Pasivos Financieros.
 - 17.1. Detalle de este rubro de corto y largo plazo.
 - 17.2. Desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios.
 - 17.3. Desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas.
 - 17.4. Desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas.
 - 17.5. Deuda de cobertura.
 - 17.6. Otros aspectos.
- 18.** Política de gestión de riesgos.
 - 18.1. Riesgo de tasa de interés.
 - 18.2. Riesgo de tipo de cambio.
 - 18.3. Riesgo de “commodities”.
 - 18.4. Riesgo de liquidez.
 - 18.5. Riesgo de crédito.
 - 18.6. Medición del riesgo.

- 19. Instrumentos financieros.**
 - 19.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.
 - a) Detalle de los Instrumentos financieros de activo.
 - b) Detalle de los Instrumentos financieros de pasivo.
 - 19.2. Instrumentos Derivados.
 - a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura.
 - b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados.
 - c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados.
 - 19.3. Jerarquías de Valor Razonable.
 - a) Clasificación jerárquica de los instrumentos financieros.
 - b) Conciliación entre los saldos de apertura y cierre de instrumentos financieros Nivel 3.
- 20. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.**
- 21. Provisiones.**
 - a) Desglose de este rubro.
 - b) Movimiento de las provisiones durante el período.
- 22. Obligaciones por beneficios post empleo.**
 - 22.1. Aspectos generales.
 - 22.2. Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros.
 - 22.3. Otras revelaciones.
- 23. Patrimonio total.**
 - 23.1. Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
 - 23.1.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones.
 - 23.1.2. Dividendos.
 - 23.2. Reserva por diferencias de cambio por conversión.
 - 23.3. Gestión del capital.
 - 23.4. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.
 - 23.5. Otras reservas.
 - 23.6. Participaciones no controladoras.
- 24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos.**
- 25. Materias primas y consumibles utilizados.**
- 26. Gastos por beneficios a los empleados.**
- 27. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro.**
- 28. Otros gastos por naturaleza.**
- 29. Otras ganancias (pérdidas).**
- 30. Resultado Financiero.**
- 31. Impuesto a las ganancias.**
- 32. Información por segmento.**
 - 32.1. Criterios de segmentación.
 - 32.2. Distribución por país.

33. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros.

- 33.1. Garantías directas.
- 33.2. Garantías Indirectas.
- 33.3. Litigios y arbitrajes.
- 33.4. Restricciones financieras.
- 33.5. Otra información.

34. Dotación.

35. Sanciones.

36. Medio Ambiente.

37. Información financiera resumida de filiales.

38. Hechos posteriores.

Anexo N°1 Sociedades que componen el grupo Enel Generación Chile.

Anexo N°2 Variaciones del perímetro de consolidación.

Anexo N°3 Sociedades asociadas y negocios conjuntos.

Anexo N°4 Información adicional sobre deuda financiera.

- a) Préstamos Bancarios.
- b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas.
- c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero.

Anexo N°5 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera.

Anexo N°6 Detalle de información adicional oficio circular N° 715 de fecha 03 de febrero de 2012.

Anexo N°6.1 Detalle de información complementaria de cuentas comerciales.

Anexo N°6.2 Estimaciones de ventas y compras de Energía, Potencia y Peajes.

Anexo N°7 Detalle vencimiento de proveedores.



ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. (EX – EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.) Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015. (En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.

Enel Generación Chile S.A., ex - Empresa Nacional de Electricidad S.A., (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus sociedades filiales, integran el Grupo Enel Generación Chile (en adelante, “Enel Generación Chile” o el “Grupo”).

Enel Generación Chile 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° 114. 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 1994.

Enel Generación Chile S.A. es filial de Enel Chile S.A. (ex - Enersis Chile S.A.), Compañía que a su vez 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 por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943 bajo el nombre Empresa Nacional de Electricidad S.A.. Por Decreto Supremo de Hacienda N° 97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos. La existencia de la compañía bajo su actual nombre Enel Generación Chile S.A., data del 18 de octubre de 2016, cuando se modificó su razón social mediante modificación de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que llevó a cabo el Grupo (ver Nota 4.2). Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Único Tributario N° 91.081.000-6.

La dotación del Grupo alcanzó los 883 trabajadores al 31 de diciembre de 2016. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2016 fue de 937 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores ver nota 34.

Enel Generación Chile tiene como objeto social la generación, transporte, producción y distribución de energía eléctrica. La Sociedad tiene también como objeto realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar para ello directamente o a través de sociedades filiales o asociadas, en el país o en el extranjero.

Los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile correspondientes al ejercicio 2015 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 25 de febrero de 2016 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2016, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.



2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile S.A. al 31 de diciembre de 2016, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 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 Generación Chile 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 al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

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 o mantenidos para distribuir a los propietarios, que se registran al menor entre el valor contable y el valor razonable menos costos de venta (ver Notas 3.f y 3.j).

Estos estados financieros consolidados se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional 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:
Enmienda a NIIF 11: Adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas <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>	1 de enero de 2016.
Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014) <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>	1 de enero de 2016.
Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización <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>	1 de enero de 2016.
Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados <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>	1 de enero de 2016.
Enmienda a NIC 1: Iniciativa sobre información a revelar <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>	1 de enero de 2016.

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para periodos anuales iniciados a partir del:
Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación <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>	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 Generación Chile 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 reexpresar 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.

i) 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.

iii) 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 Generación Chile 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 2014 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 con soluciones prácticas 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 que 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 la 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 Generación Chile 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:
Enmienda a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas <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>	1 de enero de 2017.
Enmienda a NIC 7: Iniciativa sobre información a revelar <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>	1 de enero de 2017.
Mejoras a las NIIF (Ciclo 2014-2016) <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>	NIIF 12: 1 de enero de 2017 NIIF 1: 1 de enero de 2018 NIC 28: 1 de enero de 2018
CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada <i>Esta interpretación aborda la forma de determinar la fecha de la transacción a efectos de establecer el 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>	1 de enero de 2018.
Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones <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>	1 de enero de 2018.
Enmienda a NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión <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>	1 de enero de 2018.

Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos

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.

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.

Fecha de Vigencia
aplazada
indefinidamente.

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 Generación Chile 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 de la Sociedad, 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:

- 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 22).
- 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 19).
- 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 notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas filiales de Enel Generación Chile que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, 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 y estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Sociedades Filiales.

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enel Generación Chile S.A., directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presente 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 Generación Chile 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 significativa 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 Generación Chile”, 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 4.2, se ha producido la baja de la totalidad de las sociedades que formaban parte del negocio de generación fuera de Chile, las cuales se detallan en el Anexo 2. El impacto de esta operación sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016 se detalla en la Nota 4.2.

Con fecha 9 de enero de 2015, Enel Generación Chile S.A., en conjunto con su filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., (En adelante “Celta”, sociedad fusionada por Gas Atacama Chile S.A. el 1 de Noviembre de 2016) formalizó la venta del 100% de sus acciones en la Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A., por un monto de M\$ 25.000.000 (ver Nota 6.d y 29).

La salida de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. del perímetro de consolidación de Enel Generación Chile S.A. supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 871.022 en los activos corrientes, M\$ 7.107.941 en los activos no corrientes, M\$ 3.700.546 en los pasivos corrientes y de M\$1.789.703 en los pasivos no corrientes.

2.4.2 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

Aunque el Grupo Enel Generación Chile posee una participación superior al 50% en Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (en adelante “Aysén”), tiene la consideración de “negocio conjunto” ya que el Grupo, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce el control conjunto de la citada Sociedad.

2.5 Entidades asociadas.

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Generación Chile, directa o 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 votos potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada periodo, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Generación Chile S.A. 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 Generación Chile 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 Generación Chile 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 Generación Chile 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 periodos 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 ejercicio.

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 23.2).
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 interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libro 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. 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 de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 15.d.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 15.d.2).
- Los desembolsos futuros a los que Enel Generación Chile deberán 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. Enel Generación Chile 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 21).

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.

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro explicado en la Nota 3.d, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

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 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	10-50
Planta y equipos	10-65
Equipamiento de tecnología de la información	3-15
Instalaciones fijas y accesorios	2-35
Vehículos de motor	5-10

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10-65
Equipo electromecánico	10-40
Centrales Carbón/Fuel	25-40
Centrales de Ciclo combinado	10-25
Renovables	20
Instalaciones de transporte gas natural:	
Gasoductos	20

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

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 período. (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 período y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c.1) Gastos de investigación y desarrollo.

Enel Generación Chile 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 ejercicio en que se incurran.

c.2) Otros activos intangibles.

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos, servidumbres de paso y derechos de agua. 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 4 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan.

d) Deterioro del valor de los activos no financieros.

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se 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 UGE 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 de 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, 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 UGE utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, 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. Al cierre de 2016 y 2015, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron de 4,6% y 4,5%, respectivamente.

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. La tasa de descuento antes de impuestos, expresada en términos nominales, aplicada en 2016 y 2015 fueron de 12,2% y 12,7%, respectivamente.

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 sí, 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 de valor reconocidas no se revierten en periodos posteriores.

e) **Arrendamientos.**

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Generación Chile 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 Enel Generación Chile 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.

Enel Generación Chile 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 12) y los activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios, (Ver Nota 3.j), en cuatro categorías:

- **Préstamos y cuentas por cobrar:** las cuentas comerciales, 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 vencimiento:** aquellas que Enel Generación Chile 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. (Ver Nota 7).

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 financiera 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”, se provisionan los saldos sobre los cuales 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 8).
- 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 7 y 19).
- 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 19.2.b, 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 tasa de interés de mercado según la moneda de pago.

f.5) Derivados y operaciones de cobertura.

Los derivados mantenidos por Enel Generación Chile 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 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%.

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, entendiendo 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 de Enel Generación Chile 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 de Enel Generación Chile.
- 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 Enel Generación Chile, 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, aún 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 Nota 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, entendiendo como tales las garantías concedidas por Enel Generación Chile y sus filiales 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 la política de reconocimiento de ingresos de la 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 y 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 19.3.

h) Inversiones contabilizadas por el método de la 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 de Enel Generación Chile en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con las filiales, 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 de Enel Generación Chile S.A. 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 a Enel Generación Chile 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 Generación Chile 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 mantenido para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, plantas y equipos, 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 grupos 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 deben 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 de 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 los 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) procedente de operaciones discontinuadas”, así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

k) Acciones propias en cartera.

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

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

l) Provisiones.

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

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

Las provisiones son revisadas al cierre de cada período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requiera 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.

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

Enel Generación Chile y algunas filiales tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, relacionados con planes de prestación 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.

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

m) Conversión de saldos en moneda extranjera.

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

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

Enel Generación Chile ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos 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, podrían clasificarse como pasivos no corrientes.

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 de Enel Generación Chile 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 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 Enel Generación Chile pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no 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 las 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 durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad.

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

- Generación 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).

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 Enel Generación Chile 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.

Enel Generación Chile 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.

Enel Generación Chile 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 período atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si en alguna ocasión fuere el caso.

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

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, dada la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Generación Chile, 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) **Estado de flujos de efectivo.**

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinado 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. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.

4.1 Proceso de venta de Electrogas S.A. - Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.

Con fecha 16 de diciembre de 2016, Enel Generación Chile acordó y suscribió un contrato de compraventa de acciones con Aerio Chile SpA ("Aerio Chile"), sociedad que es de total propiedad (indirecta) de REN –Redes Energeticas Nacionais, S.G.P.S., S.A., en virtud del cual Enel Generación Chile venderá la totalidad de la participación de que es titular en Electrogas S.A., representativa de un 42,5% del capital de dicha sociedad. El precio acordado asciende a la cantidad de USD 180 millones (aprox. M\$ 120.544.600), el cual se pagará en la fecha de cierre de la referida transacción.

La venta de esta participación a Aerio Chile estaba sujeta al cumplimiento de condiciones habituales para este tipo de transacciones, incluyendo la falta de ejercicio del derecho de adquisición preferente por parte de los demás accionistas de Electrogas S.A., de conformidad con los términos y condiciones establecidos en el pacto de accionistas suscrito entre los accionistas de dicha sociedad. Finalmente la venta se perfeccionó en febrero de 2017 (ver nota 38).

Electrogas S.A. tiene por objeto prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, por cuenta propia o ajena, para lo cual puede construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.

Tal como se describe en la nota 3.j), los activos no corrientes y grupos en desapropiación clasificados como mantenidos para la venta, han sido registrados al menor de su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta. La inversión en Electrogas S.A. no representa una línea de negocio significativa para Enel Generación Chile.

A continuación se presenta el saldo de la inversión de Enel Generación Chile en Electrogas S.A. al 31 de diciembre de 2016, el cual se ha sido clasificado como mantenido para la venta:

Patrimonio de Electrogas S.A.	Participación	Valor de inversión en Electrogas S.A.
M\$	%	M\$
30.571.784	42,50%	12.993.008

4.2 Proceso de reorganización societaria - Activos no corrientes mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.

I. Antecedentes generales

Con fecha 28 de abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS, mediante un hecho esencial, que el Directorio de su entonces matriz directa, Enersis S.A. (actualmente Enel Américas S.A.), le comunicó que resolvió iniciar los trabajos de análisis de una reorganización societaria, tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile, por Enersis S.A. y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) y Chilectra S.A. (actualmente Enel Distribución Chile S.A.), manteniendo la pertenencia al Grupo Enel SpA.

Al respecto, en el mismo hecho esencial, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) (en adelante "Enel Generación Chile") informó que acordó iniciar los estudios tendientes a analizar una posible reorganización societaria ("reorganización") consistente en la división de la Sociedad, para la segregación de los negocios en Chile y fuera de Chile, y eventualmente una futura fusión de estos últimos en una sola sociedad. Además, se indicó que el objetivo de esta reorganización es la generación de valor para todos sus accionistas, que ninguna de estas operaciones requeriría el aporte de recursos adicionales de parte de los accionistas, que la posible reorganización societaria se estudiaría teniendo en consideración tanto el interés social como el de todos los accionistas, con especial atención al interés minoritario, y que de ser aprobada sería, en su caso, sometida a la aprobación de una Junta Extraordinaria de Accionistas.

Esta reorganización societaria consta de dos fases:

- la división de Enersis S.A., y sus filiales Endesa Chile y Chilectra de forma que queden separados, por un lado los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile, y
- la ulterior fusión de las sociedades propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile. En esta operación Enersis S.A. absorbería por fusión a Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., sociedades que surgirían a partir de la división de Endesa Chile y Chilectra, respectivamente.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile resolvió aprobar la división de la compañía, sujeta a las condiciones suspensivas consistentes en la aprobación de las divisiones de Enersis S.A. y Chilectra S.A. por parte de sus respectivas Juntas Extraordinarias de Accionistas, además de las correspondientes tramitaciones legales de sus actas y otros asuntos relacionados. Adicionalmente, se aprobó que la división tendrá efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue una escritura pública de cumplimiento de condiciones de la división.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Endesa Chile y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Endesa Américas S.A., a la cual se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados a las actividades fuera de Chile. Consecuentemente, se verificó la correspondiente disminución de capital de Endesa Chile y demás reformas de estatutos (ver Nota 23). En esta misma fecha los activos y pasivos de Endesa Chile fueron transferidos a Enersis Chile S.A. (actualmente Enel Chile S.A.), sociedad que surgió de la división de Enersis S.A., y a la cual le fueron asignado los negocios de generación y distribución en Chile.

II. Aspectos contables

A contar del 31 de diciembre de 2015, fecha en que se cumplieron los requisitos establecidos en la NIIF 5 “Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuadas”, la compañía efectuó los siguientes registros contables:

i) Activos y pasivos

Todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación y distribución fuera de Chile (Enel Brasil, filiales de distribución) 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 distribuir a los propietarios, 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 Enel Generación Chile, y al 31 de diciembre de 2015.

Traspaso a Mantenidos para distribuir a los propietarios 01-03-2016 M\$	Traspaso a Mantenidos para distribuir a los propietarios 31-12-2015 M\$
--	--

ACTIVOS

ACTIVOS CORRIENTES

Efectivo y equivalentes al efectivo	211.252.436	112.313.130
Otros activos financieros corrientes	4.026.343	5.641.903
Otros activos no financieros corriente	11.065.826	14.336.049
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	211.703.393	199.139.964
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	54.507.295	37.639.756
Inventarios	22.562.325	25.926.892
Activos por impuestos corrientes	1.180.380	50.966

ACTIVOS CORRIENTES TOTALES

516.297.998 **395.048.660**

ACTIVOS NO CORRIENTES

Otros activos financieros no corrientes	577.719	625.981
Otros activos no financieros no corrientes	2.764.888	3.239.510
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	220.651.649	230.824.700
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	441.310.088	446.338.964
Activos intangibles distintos de la plusvalía	29.219.975	31.083.689
Plusvalía	94.270.450	100.700.656
Propiedades, planta y equipo	2.481.383.742	2.663.590.814
Activos por impuestos diferidos	16.403.221	18.253.056

TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES

3.286.581.732 **3.494.657.370**

TOTAL DE ACTIVOS

3.802.879.730 **3.889.706.030**

PASIVOS

PASIVOS CORRIENTES

Otros pasivos financieros corrientes	198.963.253	221.018.241
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	238.547.183	259.664.724
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	55.541.485	48.124.723
Otras provisiones corrientes	67.049.521	78.935.605
Pasivos por impuestos corrientes	69.623.615	65.310.111
Otros pasivos no financieros corrientes	1.797.957	1.951.294

PASIVOS CORRIENTES TOTALES

631.523.014 **675.004.698**

PASIVOS NO CORRIENTES

Otros pasivos financieros no corrientes	908.367.472	896.924.119
Otras cuentas por pagar no corrientes	37.652.705	39.373.175
Otras provisiones no corrientes	33.922.531	36.473.503
Pasivo por impuestos diferidos	158.913.576	163.761.907
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	19.308.134	21.548.342
Otros pasivos no financieros no corrientes	17.547.661	18.698.412

TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES

1.175.712.079 **1.176.779.458**

TOTAL PASIVOS

1.807.235.093 **1.851.784.156**

ii) Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución fuera de Chile (Enel Brasil, filiales de distribución), objeto de distribución a los propietarios, generados hasta la fecha de materialización de la división de Enel Generación Chile 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 2015:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Operaciones Discontinuadas 29-02-2016	Operaciones Discontinuadas 31-12-2015
Ingresos de actividades ordinarias	229.074.809	1.238.466.148
Otros ingresos, por naturaleza	6.648.363	64.649.040
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	235.723.172	1.303.115.188
Materias primas y consumibles utilizados	(95.953.531)	(481.747.189)
Margen de Contribución	139.769.641	821.367.999
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	1.187.538	11.937.667
Gastos por beneficios a los empleados	(11.608.563)	(85.228.546)
Gasto por depreciación y amortización	-	(108.405.664)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(906.638)	(4.813.372)
Otros gastos por naturaleza	(16.295.714)	(73.277.014)
Resultado de Explotación	112.146.264	561.581.070
Otras ganancias (pérdidas)	41.806	(508.842)
Ingresos financieros	2.779.987	59.300.320
Costos financieros	(21.056.624)	(87.794.374)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	6.375.719	38.679.661
Diferencias de cambio	25.485.086	96.180.972
Ganancia antes de impuestos	125.772.238	667.438.807
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(46.199.793)	(256.249.256)
GANANCIA DE OPERACIONES DISCONTINUADAS	79.572.445	411.189.551
Atribuible a		
Ganancia de operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	39.759.035	180.546.069
Ganancia de operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	39.813.410	230.643.482
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	79.572.445	411.189.551
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	-	247.120
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	(135.953.119)	(245.784.132)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	-	(441.549)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(213.919)	(1.897.437)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	(1.697.346)	(10.204.780)
Total Otro resultado integral de Operaciones Discontinuadas	(137.864.384)	(258.080.778)
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(33.070.495)	9.868.045
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	(25.221.444)	143.240.728
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	(58.291.939)	153.108.773

iii) 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, son los siguientes:

Reservas generadas por	29-02-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(263.741.101)	(192.080.845)
Coberturas de flujo de caja	(8.696.789)	(8.022.483)
Remediación de activos disponibles para la venta	(118.662)	(118.662)
Otras reservas	(2.561.252)	(1.967.052)
Total	(275.117.804)	(202.189.042)

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución de energía fuera de Chile como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 32 "Información por segmento".

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 durante el periodo terminado al 29 de febrero de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

El flujo de efectivo neto resumido	Operaciones Discontinuadas 29-02-2016	Operaciones Discontinuadas 31-12-2015
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	69.011.031	473.002.615
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(25.947.761)	(233.343.855)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	80.160.648	(430.690.847)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	123.223.918	(191.032.087)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(24.284.612)	4.902.987
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	98.939.306	(186.129.100)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	112.313.130	298.442.231
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	211.252.436	112.313.130

III. Otros antecedentes

Producto de la materialización de la división de Enel Generación Chile, se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 577 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (M\$ 116.053.255, aproximadamente). Este impuesto, que se pagó durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Enel Generación Chile poseía en dicho país y que fueron transferidas a Endesa Américas S.A. La base de cálculo para la determinación del impuesto corresponde a la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones.

Cabe destacar que, por estar directamente vinculado a la transacción de división, el registro contable de este impuesto se ha realizado directamente en patrimonio neto, específicamente en Otras reservas, siguiendo la naturaleza de la transacción principal (transacción con los accionistas).

4.3 Venta de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. - Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.

Durante el mes de diciembre de 2014, Enel Generación Chile y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. (En adelante "Celta"), sociedad fusionada por Gas Atacama Chile S.A. el 1 de Noviembre de 2016) suscribieron un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual, acordaron vender, ceder y transferir a Temsa Fondo de Inversión Privado el 100% de las acciones de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.. Este contrato estableció una serie de condiciones suspensivas, que, estando pendientes de cumplimiento al cierre de 2014, impidieron el perfeccionamiento de la venta. Finalmente, la venta fue perfeccionada el 9 de enero de 2015 y originó una ganancia ante de impuesto de M\$ 4.207.167 (Ver nota 29).

Túnel El Melón S.A. es una sociedad anónima cerrada cuyo objeto es la construcción, conservación y explotación de la obra pública denominada Túnel El Melón y la prestación de los servicios complementarios que autorice el Ministerio de Obras Públicas (MOP).

El Túnel El Melón es una alternativa a la cuesta El Melón que se ubica aproximadamente entre los kilómetros 126 y 132 de la Ruta 5 Longitudinal Norte, principal ruta del país que lo une desde Arica a Puerto Montt.

Tal como se describe en la nota 3.j), los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta han sido registrados por el menor del monto en libros o el valor razonable menos los costos de venta.

A continuación se presentan los principales rubros de activos, pasivos y flujo de efectivo mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2014:

Túnel El Melón	Saldo al
ACTIVOS	31-12-2014
ACTIVOS CORRIENTES	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.702
Otros activos no financieros corriente	81.275
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	758.645
Activos por impuestos corrientes	1.400
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	871.022
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.404.615
Propiedades, planta y equipo	81.432
Activos por impuestos diferidos	2.621.894
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	7.107.941
TOTAL DE ACTIVOS	7.978.963
PASIVOS CORRIENTES	
Otros pasivos financieros corrientes	3.072.179
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	495.235
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	2.102
Otros pasivos no financieros corrientes	131.030
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	3.700.546
PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros pasivos financieros no corrientes	1.660.254
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	102.423
Otros pasivos no financieros no corrientes	27.026
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.789.703
TOTAL PASIVOS	5.490.249
El flujo de efectivo neto resumido	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	9.045.776
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(5.604.740)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(3.450.774)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(9.738)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(9.738)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	39.440
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	29.702

5. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

1) Marco Regulatorio

En Chile, el sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas, proponer planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Energía que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, agrupando bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector.

El Ministerio de Energía cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES), el que en noviembre de 2014 reemplazó al Centro de Energías Renovables (CER).

La Ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: SIC (Sistema Interconectado Central), SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, se extiende longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km. Actualmente, se encuentra en desarrollo el proyecto de interconexión del SIC con el SING.

En la organización de la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, las que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica. Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, el mercado eléctrico chileno se encuentra coordinado por un organismo independiente de derecho público, denominado Coordinador Eléctrico Nacional, cuya función es operar de manera segura y económica, los actuales Sistemas Interconectados Central y del Norte Grande y en el futuro próximo el Sistema Eléctrico Nacional. El Coordinador Eléctrico Nacional planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores.

Límites a la integración y concentración

En Chile 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. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

1.1 Segmento de Generación

Las empresas de generación deben operar de forma supeditada al plan de operación del Coordinador. No obstante, cada compañía puede decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

- (i) Clientes libres: Corresponden a aquellos clientes que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 KW, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.
- (ii) Empresas Distribuidoras, para el suministro a sus clientes regulados, a través de licitaciones públicas reguladas por la CNE, y para el suministro a sus clientes libres, a través de contratos bilaterales.
- (iii) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el Coordinador Nacional Eléctrico para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el Coordinador Nacional Eléctrico en forma anual, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

Energías renovables no convencionales

- La Ley 20.257 de abril de 2008, incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obligó a los generadores a que, entre 2010 y 2014, al menos un 5% de su energía comercializada con clientes proviniera de fuentes renovables, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, hasta alcanzar un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

1.2 Segmento de Transmisión.

Los sistemas de transmisión se encuentran conformados por las líneas y subestaciones que forman parte de un sistema eléctrico y que no correspondan a instalaciones de distribución. Se encuentran divididos en los siguientes segmentos: Transmisión Nacional, Transmisión para Polos de Desarrollo, Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada. Son también parte del segmento de Transmisión los Sistemas de Interconexiones Internacionales, los que se rigen por normas especiales.

Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de transmisión nacional y zonal se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad cuadrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

La planificación de los sistemas de transmisión nacional y zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, en que el Coordinador Nacional emite anualmente un plan de expansión, que debe ser aprobado por la Comisión Nacional de Energía. Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas con licitaciones abiertas a cualquier oferente y obras de expansión de instalaciones existentes, en cuyo caso la propiedad de la expansión corresponde al propietario de las instalaciones original que se modifica. La remuneración de las ampliaciones corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. A partir el año 21, la remuneración de esas instalaciones de transmisión se determina como si fueran instalaciones existentes.

1.3 Segmento de Distribución.

El segmento de distribución corresponde a las instalaciones eléctricas destinadas al suministro de electricidad a clientes finales a un voltaje no superior a 23 kV. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, con obligación de prestación de servicio a tarifas reguladas para abastecer a los clientes regulados.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquellos clientes que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW. Sin perjuicio de ello, los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

Las empresas de distribución pueden abastecer tanto a clientes regulados, bajo condiciones de suministro reguladas por la Ley, como a clientes no regulados, cuyas condiciones de suministro son libremente negociadas y acordadas en contratos bilaterales con los suministradores de energía (generadores o empresas de distribución).

Respecto al suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos de licitación son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de cinco años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda, la autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo y además existe un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas cada cuatro años, sobre la base de estudios de costos para determinar el valor agregado de distribución basado en empresas modelo, que se compone de costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de distribución. Tanto la CNE, como las empresas de distribución agrupadas por áreas típicas, encargan estudios a consultores independientes. El valor agregado de distribución se obtiene ponderando los resultados del estudio encargado por la CNE y por las empresas en la razón 2/3 – 1/3 respectivamente. Con ese resultado, la CNE estructura tarifas básicas y verifica que la rentabilidad del agregado de la industria se encuentre en el rango establecido de 10% con un margen del $\pm 4\%$.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del Valor Agregado de Distribución la revisión de los servicios asociados no consistentes en suministros de energía que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia califique como sujetos a regulación tarifaria.

El modelo tarifario de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con ocho fijaciones tarifarias realizadas desde la privatización del sector.

2) Temas Regulatorios

i. Política Nacional de Energía

El 15 de mayo de 2014, el Ministro de Energía presentó la “Agenda de Energía”, documento que contiene los lineamientos generales de política energética a llevar a cabo por el gobierno.

En este contexto, el 29 de Febrero de 2016, el Ministerio de Energía pública en Diario Oficial la aprobación de la Política Nacional de Energía contenida en el documento denominado: “Energía 2050: Política Energética de Chile”, con el fin de entregar al país una visión energética de largo plazo. La Política Nacional de Energía se sustenta en cuatro pilares: Seguridad y Calidad de Suministro, Energía como Motor de Desarrollo, Compatibilidad con el Medio Ambiente y Eficiencia y Educación Energética.

ii. Ley 20.936 – Ley de Transmisión

El 20 de julio de 2016, fue publicada en el Diario Oficial la ley de Transmisión, que reestructura el esquema de operación del sistema eléctrico, introduciendo un único coordinador nacional independiente que reemplaza a los Centros de Despacho Económico de Carga- CDEC (sin perjuicio de la subsistencia de algunos sistemas eléctricos medianos y aislados). Adicionalmente, el Estado asume un rol principal en la planificación de la transmisión y posterior licitación y adjudicación de obras nuevas y de ampliación. Se extiende el acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión. Se unifica el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión de cada segmento en un único proceso y se modifica el esquema de remuneración de las mismas mediante la aplicación de una tarifa estampillada de cargo de la demanda; entre otros aspectos relevantes de la ley.

3) Procesos de Licitación de Suministro

Bajo la nueva ley de licitaciones, se ha desarrollado dos procesos: Licitación de Suministro 2015/01 y Licitación de Suministro 2015/02.

El proceso 2015/02 se inició en junio de 2015 y concluyó en octubre de ese año con la licitación y adjudicación de 3 bloques por 1.200 GWh/año (100%).

Cabe destacar que en este proceso, el precio promedio ponderado de la adjudicación fue 79,3 \$US/MWh, 30% menos que el precio observado en la últimas licitaciones, indicando que las modificaciones a la ley permiten, efectivamente, la reducción del precio al mejorar la competencia y reducir el riesgo de los generadores.

El proceso 2015/01 se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación y culminó en julio de 2016 con la adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 12.430 GWh/año (100%) a 84 empresas a un precio promedio ponderado de 47,6 US\$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado.

El principal adjudicatario del proceso 2015/01 correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 5.918 GWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

6. 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	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo en caja	31.293	4.759
Saldos en bancos	24.787.424	10.802.821
Depósitos a plazo	17.325.478	971.873
Otros instrumentos de renta fija	72.342.284	25.645.780
Total	114.486.479	37.425.233

Los depósitos a 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 pactos con compromiso de retrocompra, cuyo vencimiento es 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 saldo anterior es el siguiente:

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo	Moneda	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	105.038.095	27.625.086
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Argentinos	4.807.406	5.531.184
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	US\$ Estadounidenses	4.640.978	4.268.963
Total		114.486.479	37.425.233

c) A continuación se presenta la conciliación de efectivo y equivalentes 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:

Apertura de Efectivo y Equivalente al Efectivo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	114.486.479	37.425.233
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	-	112.313.130
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	114.486.479	149.738.363

(*) Ver Nota 4.2

d) A continuación se muestran los montos recibidos por la venta de participación de subsidiarias, al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Pérdida de control en subsidiarias	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

(*) Ver Nota 2.4.1

- e) Como consecuencia de la materialización de la división de la Enel Generación Chile (ver nota 4.2.), con fecha 1 de marzo de 2016 se distribuyeron saldos de efectivo y efectivo equivalente al Grupo Endesa Américas por un total de M\$ 211.252.436. Este monto corresponde a parte de saldo que a dicha fecha mantenía la sociedad Matriz, más la totalidad de los saldos que poseían las filiales extranjeras. Esta salida de efectivo se presenta como una actividad de Financiamiento, en la línea "Otras Salidas de Efectivo".

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

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

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Inversiones Disponibles para la Venta que cotizan	-	-	407	389
Inversiones Disponibles para la Venta no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.616.240	3.001.868
Instrumentos Derivados Cobertura (*)	121.443	76.703	25.533.188	18.716.463
Inversiones a mantener hasta el vencimiento	365.663	934.852	652.733	-
Total	487.106	1.011.555	28.802.568	21.718.720

(*) Ver Nota 19.2.a.

8. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

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

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	31-12-2016		31-12-2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	261.754.397	6.788.437	365.024.469	35.901
Cuentas comerciales, bruto	214.479.114	5.751.510	271.783.505	35.901
Otras cuentas por cobrar, bruto	47.275.283	1.036.927	93.240.964	-

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	31-12-2016		31-12-2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	260.440.086	6.788.437	363.475.277	35.901
Cuentas comerciales, neto	213.164.803	5.751.510	270.234.313	35.901
Otras cuentas por cobrar, neto	47.275.283	1.036.927	93.240.964	-

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 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 9.1.

- b) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	4.709.261	1.122.810
Con antigüedad entre tres y seis meses	6.014.819	522
Con antigüedad entre seis y doce meses	13.747.986	411.387
Con vencimiento mayor a doce meses	10.508.696	64.125.613
Total	34.980.762	65.660.332

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales por venta fueron los siguientes:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no Corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2015	3.631.793
Aumentos (disminuciones) del período (*)	480.617
Montos castigados	(3.566)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(213.092)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(2.346.560)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	1.549.192
Montos castigados	(215.826)
Otros movimientos	(19.055)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	1.314.311

(*) El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales, relacionadas con las operaciones continuadas de Enel Generación Chile, ascendió a M\$ 371.558 durante el ejercicio 2015. Por otra parte, el 100% de los montos castigados y diferencias de conversión de moneda extranjera generadas en 2015, se relacionan con las operaciones discontinuadas (Ver Nota 4.2).

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, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones.

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.

9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

Las transacciones con sociedades filiales 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 empresas relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Saldo			
							Corrientes		No corrientes	
							31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	35.228.094	44.709.413	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	26	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	15.840	501.764	-	-
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Perú	346.061	-	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	22	3.009	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	22.944	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	152.290	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex - Enersis Chile S.A.) (*)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	251.977	265.162	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Perú	341.948	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Chile	16.780.275	15.570.315	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Chile	-	1.498.339	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	-	571.118	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	60.740	18.277	-	-
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	2	-	-	-
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	4.917	460	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	-	1.849.765	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	129.755	86.713	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	198	198	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	64	64	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Brasil	2.097.313	-	-	-
Extranjera	PH Chuacas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Costa Rica	1.614.168	1.188.564	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	987.224	1.858.366	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	U\$	España	36.067	-	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Venta de Gas	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	-	232.867	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	142.926	59.786	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	8	-	-	-
Extranjera	Endesa España S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	13.077	-	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	243.946	215.977	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	96.353	91.443	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	81.377	125.727	-	-
Extranjera	Compania Energetica Veracruz S.A.C.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Perú	639.233	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Serviz SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	8.144	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Italia	125.960	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	22.321.017	20.397	-	-
Extranjera	Empresa S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Colombia	29.889	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Perú	1.328.268	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	25.558	-	-	-
Total							82.727.781	68.867.726	-	-

(*) Ver Nota 1

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Saldo			
							Corrientes		No corrientes	
							31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	13.574	17.836	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	124	57.024	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	7.264.883	8.996.228	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	257.060	641.113	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	74.388	77.049	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex - Enersis Chile S.A.) (*)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	1.709.803	1.436.317	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex - Enersis Chile S.A.) (*)	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	85.032.236	47.845.968	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	-	177.747.326	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	\$ Col	Chile	14.457	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	4.872.264	6.357.467	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	682.650	1.457.580	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	1.265.788	334.425	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Compra de Carbón	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	486.180	309.558	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	379.731	482.211	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	-	2.899.021	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	España	183.607	419.898	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	-	216.599	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Negocio Conjunto	CH\$	Chile	-	296.625	-	97.186
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Negocio Conjunto	CH\$	Chile	332.709	-	-	-
Extranjera	Enel Ingeniería & Ricerca S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	6.343.845	4.295.894	251.527	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	48.432	50.757	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Brasil	65.864	76.021	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	2.171.862	2.196.963	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	2.283	113	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	475	1.162.999	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Italia	79.990	11.849	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	1.103.206	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	571.754	237.624	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	7.406.880	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	42.901	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	87.448	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	483.655	-	-	-
Total							121.018.639	257.584.485	251.527	97.186

(*) Ver Nota 1

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables es el siguiente:

R.U.T.	Sociedad	Transacciones con efecto en resultados		País	Saldo al	
		Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción		31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	374.962.639	337.882.270
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Matriz Común	Peajes de Electricidad y Otros	Chile	34.506.435	30.650.096
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(29.498.711)	(28.371.022)
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	42.779	21.641
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz	Servicios Prestados	Chile	2.233	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Matriz	Servicios Prestados	Chile	498.284	1.467.189
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Matriz	Préstamos	Chile	(1.589.749)	(4.545.877)
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(979.655)	(6.283.408)
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex - Enersis Chile S.A.) (*)	Matriz	Servicios Prestados	Chile	1.134.766	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex - Enersis Chile S.A.) (*)	Matriz	Préstamos	Chile	(420.867)	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex - Enersis Chile S.A.) (*)	Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(5.148.683)	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	(151.365)	(1.281.486)
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Argentina	1.879	15.903
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	6.294	1.907
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	19.901.620	69.490.689
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Colombia	(128.794)	(838.185)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	15.714	97.342
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(17.587)	(142.605)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Préstamos	Colombia	11.355	(12.947)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(3.864.016)	(24.597.268)
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Servicios Recibidos	Argentina	(56.368)	(525.165)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	16.304.643	71.454.196
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Perú	(102.171)	16.442.636
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	4.899.644	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	(523.969)
Extranjera	Endesa Latinoamericana S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	(12.388)	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Brasil	2.044.935	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	(66.297.066)	(15.030.911)
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Derivados de commodities	España	-	(2.144.063)
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	-	(23.329)
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	34.935	320.120
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Perú	(308.224)	(2.337.992)
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	222.826	608.437
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	(192)
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Préstamos	Perú	(520)	(27.502)
Extranjera	Generalina S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	108.817	151.907
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(194.805)	(1.076.426)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	1.161.383	4.239.620
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Venta de Energía	Chile	2.356.971	3.260.734
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Servicios Recibidos	Chile	(37.162)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	960.390	650.390
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Peajes de Electricidad	Chile	(71.599)	151.088
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Argentina	(95.813)	(811.173)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Peajes de Gas	Chile	(3.625.100)	(3.296.956)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Consumo de Combustible	Chile	(553.905)	(952.044)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Consumo de Gas	Chile	(116.391.269)	(123.964.573)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	(436)	81.749
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Transporte de Gas	Chile	(49.418.058)	(52.195.582)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	82.762	54.377
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(925.095)	(826.358)
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	159.606	17.780
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	248.136	286.833
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(5.064.692)	(5.713.909)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	2.292
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(67.341)	(61.307)
Extranjera	Compañía Interconexión Energética S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Brasil	95.813	811.173
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Matriz	Servicios Prestados	España	(167.186)	(363.777)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	-	(9.322)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Asociada	Peajes de Electricidad	Chile	(1.537.963)	(1.473.974)
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	48.337	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(34.954.457)	-
Extranjera	PH Chucas S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Costa Rica	425.604	1.188.564
Extranjera	Central Dock Sud S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Argentina	454	3.383
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Gas	España	18.655.911	14.604.841
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	(134.393)	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	España	-	226.509
76.126.507-5	Parque Eólico Tallinay Oriente SA	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(471.210)	(502.332)
76.126.507-5	Parque Eólico Tallinay Oriente SA	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	129.418	153.158
Extranjera	Enel Ingeniería & Ricerca	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(772.044)	(2.140.170)
96.764.840-k	Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Matriz Común	Derivados de commodities	Italia	7.012.879	(833.366)
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	-	(216.437)
Extranjera	Endesa España S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	(7.528)	(74.767)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(26.796.385)	(26.456.123)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	49.477	217.448
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(14.802.199)	(14.929.463)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	697.970	670.035
76.321.459-3	Almeyda Solar S.P.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(35.362)	(289.186)
76.321.459-3	Almeyda Solar S.P.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	98.994	87.080
Extranjera	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Matriz Común	Servicios Prestados	Peru	52.524	1.058.037
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(40.217)	(403.404)
Extranjera	Endesa Latinoamericana S.A.	Matriz	Servicios Recibidos	España	-	(89.075)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Préstamos	Perú	-	(1.747)
Extranjera	Enel S.p.A.	Matriz	Servicios Recibidos	Italia	(475.401)	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Matriz	Servicios Recibidos	Italia	(35.949)	(1.166.150)
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Peru	(125.069)	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(13.114)	-
76.536.351-9	Endesa Américas S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	641.087	-
Extranjera	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	(972)	-
Total					122.176.626	231.835.882

(*) Ver Nota 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 períodos iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

9.2 Directorio y personal clave de la Gerencia.

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

El Directorio vigente corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2016. En sesión de Directorio celebrada con fecha 28 de abril de 2016 fueron designados los actuales Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio.

Miembros del Directorio:

- Giuseppe Conti (Presidente)
- Francesco Giorgianni (Vicepresidente)
- Francesco Buresti
- Mauro Di Carlo
- Umberto Magrini
- Luca Noviello
- Enrique Cibié Bluth
- Jorge Atton Palma
- Julio Pellegrini Vial

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 transacciones 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 Generación Chile. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, se establecieron en la Junta Ordinaria de accionistas del año 2016.

De acuerdo a lo anterior dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 174 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 84 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

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.

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

Los ejecutivos de Enel Generación Chile y/o de sus filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Generación Chile.

Comité de Directores

Cada miembro del Comité de Directores percibe una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 58 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 28 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, sin límite de sesiones remuneradas

Por la promulgación de la Ley N° 20.382 sobre perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos, se estableció la fusión del Comité de Directores y el Comité de Auditoría.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas por el Directorio al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31-12-2016		
			Directorio de Enel Generación M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Giuseppe Conti (1) (*)	Presidente	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Enrico Viale (1) (*)	Presidente	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesco Giorgianni (2) (*)	Vicepresidente	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya (2) (*)	Vicepresidente	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesco Buresti (*)	Director	01/01/16 al 31/12/16	-	-	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/16 al 31/12/16	98.102	-	29.796
Jorge Atton Palma	Director	01/01/16 al 31/12/16	98.102	-	29.796
Julio Pellegrini Vial (3)	Director	27/04/16 al 31/12/16	73.864	-	23.162
Mauro Di Carlo (3) (*)	Director	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Umberto Magrini (3) (*)	Director	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Luca Noviello (3) (*)	Director	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Felipe Lamarca Claro (3)	Director	01/01/16 al 27/04/16	28.744	-	6.634
Isabel Marshall Lagarrigue (3)	Director	01/01/16 al 27/04/16	28.744	-	-
Vittorio Vagliasindi (3) (*)	Director	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesca Gostinelli (3) (*)	Director	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Total			327.556	-	89.388

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31-12-2015		
			Directorio de Enel Generación M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Enrico Viale	Presidente	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya	Vicepresidente	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Francesco Buresti	Director	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/15 al 31/12/15	91.432	-	32.038
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/15 al 31/12/15	91.432	-	32.038
Susana Carey Claro	Director	01/01/15 al 27/04/15	18.065	-	7.336
Isabel Marshall Lagarrigue	Director	01/01/15 al 31/12/15	91.432	-	-
Vittorio Vagliasindi	Director	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Alfredo Arahuete García	Director	01/01/15 al 27/04/15	18.065	-	-
Jorge Atton Palma	Director	27/04/15 al 31/12/15	73.366	-	24.454
Francesca Gostinelli	Director	27/04/15 al 31/12/15	-	-	-
Total			383.792	-	95.866

- El Sr. Giuseppe Conti asumió como Presidente del Comité de Directores el 27 de abril de 2016 en reemplazo del Sr. Enrico Viale.
 - El Sr. Francesco Giorgianni asumió como Vicepresidente del Comité de Directores el 27 de abril de 2016 en reemplazo del Sr. Ignacio Mateo Montoya.
 - Los Señores Julio Pellegrini Vial, Mauro Di Carlo, Umberto Magrini y Luca Noviello asumieron como directores el día 27 de abril de 2016 en reemplazo de los(as) Señores(as) Felipe Lamarca Claro, Isabel Marshall Lagarrigue, Vittorio Vagliasindi y Francesca Gostinelli.
- (*) Los(as) Señores(as) Giuseppe Conti, Enrico Viale, Francesco Giorgianni, Ignacio Mateo Montoya, Francesco Buresti, Mauro Di Carlo, Umberto Magrini, Luca Noviello, Vittorio Vagliasindi y Francesca Gostinelli renunciaron a sus honorarios y dietas como miembros del Directorio de Enel Generación Chile .

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

9.3 Retribución del personal clave de la Gerencia de Enel Generación Chile

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la Gerencia

RUT	Miembros de la Alta Dirección	
	Nombre	Cargo
24.789.926-K	Valter Moro	Gerente General
7.415.913-3	Jorge Burlando Bonino (1)	Gerente de Planificación y Control
7.012.475-0	Raúl Arteaga Errázuriz (2)	Gerente de Administración y Finanzas
8.586.744-K	Luis Alberto Vergara Adamides (3)	Gerente de Recursos Humanos
7.776.718-5	Luis Ignacio Quiñones Sotomayor	Fiscal
10.603.713-2	María Teresa González Ramírez (4)	Gerente de Comunicación y Sostenibilidad
11.629.179-7	Humberto Espejo Paluz	Gerente de Trading y Comercialización
13.191.190-4	Claudio Helfmann Soto	Gerente de Desarrollo de Negocios
11.565.097-1	Bernardo Canales Fuenzalida	Ingeniería y Construcción Hidráulica
25.467.930-5	Michele Siciliano (5)	Generación Térmica Chile
10.939.381-9	Claudio Ordenes Tirado (5)	Ingeniería y Construcción Térmica
8.803.928-9	Carlo Carvallo Artigas (5)	Generación Hidroeléctrica Chile

- (1) El 30 de junio de 2016, el Sr. Jorge Burlando Bonino asumió como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Juan Fernando La Fuente Vila.
- (2) El 1 de mayo de 2016, el Sr. Raúl Arteaga Errázuriz asumió como Gerente de Administración y Finanzas en reemplazo del Sr. Ramiro Alfonsín Balza.
- (3) El 1 de abril de 2016, el Sr. Luis Alberto Vergara Adamides asumió como Gerente de Recursos Humanos en reemplazo del Sr. Federico Polemann.
- (4) El 4 de noviembre de 2016, la Sra. María Teresa González Ramírez renunció como Gerente de Comunicación y Sostenibilidad.
- (5) El 15 de diciembre de 2016, los Sres. Michele Siciliano, Claudio Ordenes Tirado y Carlo Carvallo Artigas asumieron a los cargos de Gerente Generación Térmica Chile, Gerente Ingeniería y Construcción Térmica y Gerente Generación Hidroeléctrica Chile, respectivamente.

Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes.

Enel Generación Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la compañía. 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 devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a:

Remuneración devengada por el Personal de la Gerencia	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Remuneración	1.865.334	1.581.984
Beneficios a corto plazo para los empleados	553.550	460.027
Otros beneficios a largo plazo	252.533	695.840
Total	2.671.417	2.737.851

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia de Enel Generación Chile.

No existen garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia de Enel Generación Chile.

9.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.

No existen planes de retribuciones a la cotización de la acción al Directorio.

10. INVENTARIOS.

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

Clases de Inventarios	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Suministros para la producción	12.377.179	17.838.254
- Gas	2.159.901	3.882.410
- Petróleo	2.556.438	3.183.800
- Carbón	7.660.840	10.772.044
Repuestos	21.013.620	18.917.155
Total	33.390.799	36.755.409

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2016, las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustible ascienden a M\$ 295.148.838 (M\$ 327.502.996 al 31 de diciembre de 2015) (ver nota 25).

En el rubro "Otros activos no financieros no corrientes" se presenta un monto de M\$ 5.118.917 correspondientes a repuestos y materiales que serán utilizados en un horizonte superior a doce meses.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.

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

Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Pagos provisionales mensuales	24.452.330	12.656.076
Crédito por utilidades absorbidas	9.839.979	9.597
Créditos por gastos de capacitación	-	22.000
Ganancia mínima presunta (Argentina)	146.099	1.095
Otros	-	2.168.694
Total	34.438.408	14.857.462

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

Cuentas por Pagar por Impuestos Corrientes	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Impuesto a la Renta	61.457.940	14.484.736
Total	61.457.940	14.484.736

12. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

12.1 Inversiones contabilizadas por el método de la participación.

- a) A continuación se presenta un detalle de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos contabilizadas por el método de la participación y los movimientos en las mismas al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Movimientos en Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2016 M\$	Adiciones M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos Declarados M\$	Diferencia de Conversión M\$	Otros Resultados Integrales M\$	Otro Incremento (Decremento) M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$	Provisión Patrimonio Negativo M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$
Electrogas S.A.(*)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42.5000%	12.042.874	-	5.166.226	(3.979.095)	(844.372)	607.375	-	12.993.008	-	(12.993.008)	-
GNL Quintero S.A. (**)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20.0000%	17.137.023	-	2.750.075	(2.598.035)	(816.094)	(12.298.165)	(4.174.804)	-	-	-	-
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33.3300%	2.662.029	-	1.491.025	-	(170.122)	-	-	3.982.932	-	-	3.982.932
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51.0000%	6.280.292	2.346.000	(2.185.127)	-	-	-	-	6.441.165	-	-	6.441.165
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50.0000%	7.594.153	-	628.611	-	-	-	-	8.222.764	-	-	8.222.764
Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Asociada	Argentina	Peso argentino	0.3400%	-	235.090	23.611	-	(21.043)	(656)	(145.665)	91.337	-	-	91.337
Southern Cone Power Argentina S.A.(***)	Asociada	Argentina	Peso argentino	2.0000%	-	3.326	3.780	-	(1.080)	(63)	(5.963)	-	-	-	-
TOTALES					45.716.371	2.584.416	7.878.201	(6.577.130)	(1.852.711)	(11.691.509)	(4.326.432)	31.731.206	-	(12.993.008)	18.738.198

Movimientos en Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2015 M\$	Adiciones M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos Declarados M\$	Diferencia de Conversión M\$	Otros Resultados Integrales M\$	Otro Incremento (Decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$	Provisión Patrimonio Negativo M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$
Electrogas S.A.(1)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42.5000%	10.777.659	-	5.121.427	(4.398.423)	1.120.074	(577.863)	-	12.042.874	-	-	12.042.874
GNL Quintero S.A.(1)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20.0000%	15.198.935	-	4.534.344	(4.449.179)	1.852.923	-	-	17.137.023	-	-	17.137.023
GNL Chile S.A.(1)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33.3300%	1.818.168	-	495.389	-	348.472	-	-	2.662.029	-	-	2.662.029
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (1)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51.0000%	6.144.556	2.550.000	(2.414.264)	-	-	-	-	6.280.292	-	-	6.280.292
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (1)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50.0000%	6.426.004	-	1.168.149	-	-	-	-	7.594.153	-	-	7.594.153
Enel Brasil S.A. (2)	Asociada	Brasil	Real brasileño	38.6367%	538.876.930	-	36.473.505	(16.467.640)	(112.807.060)	(1.893.133)	-	444.182.602	-	(444.182.602)	-
Enel Trading Argentina S.R.L. (Ex-Endesa Camsa S.A.) (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	45.0000%	1.979.132	-	(820.910)	-	(281.870)	-	-	876.352	-	-	876.352
Districlec Inversora S.A. (2,3 y 4)	Asociada	Argentina	Peso argentino	0.8875%	-	-	497.609	-	(36.875)	(4.306)	-	456.428	(315.634)	-	(140.794)
Central Termica Manuel Belgrano (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	24.1760%	-	8.623	1.336.702	(585.303)	(171.618)	-	-	588.404	-	-	(588.404)
Central Termica San Martín (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	24.1760%	-	8.623	1.192.755	(502.124)	(157.897)	-	-	541.357	-	-	(541.357)
Central Vuelta Obligada S.A.(2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	34.5000%	-	12.213	-	-	(2.758)	-	-	9.455	-	-	(9.455)
TOTALES					581.221.384	2.579.459	47.584.706	(26.402.669)	(110.136.609)	(2.475.302)	-	492.370.969	(315.634)	(446.338.964)	45.716.371

(1) La participación en las ganancias (pérdidas) correspondientes a las operaciones continuadas de Enel Generación Chile ascendió a M\$8.905.045 al 31 de diciembre de 2015.

(2) Estas inversiones fueron reclasificadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios al 31 de diciembre de 2015 y dadas de baja con fecha 1 de marzo de 2016, fecha en que se perfeccionó la división de Enel Generación Chile (ver notas 3.j y 4.2)

(3) Los saldos correspondientes a la provisión por patrimonio negativo se presentan en el rubro Cuentas por pagar.

(4) La influencia significativa se ejercía producto que Enel Américas, matriz directa de Enel Generación Chile al cierre de 2015, posee el 51,5% de participación sobre Districlec.

(*) Ver Nota 4.1

(**) Ver Nota 12.1 b)

(***) Durante el mes de mayo de 2016, esta sociedad fue absorbida por Enel Argentina, siendo esta última la continuadora legal.

b) Venta GNL Quintero S.A.

Con fecha 9 de junio de 2016, Enel Generación Chile S.A. acordó y suscribió un contrato de compraventa de acciones con Enagás Chile S.p.A. ("Enagás Chile"), sociedad controlada en un 100% por Enagás S.A., en virtud del cual Enagás Chile adquiriría la totalidad de la participación que Enel Generación Chile S.A. mantenía en la empresa asociada GNL Quintero S.A., representativa de un 20% del capital de dicha sociedad.

La venta de esta participación a Enagás Chile estaba sujeta al cumplimiento de condiciones habituales para este tipo de transacciones, incluyendo la falta de ejercicio del derecho de adquisición preferente por parte de los demás accionistas de GNL Quintero S.A., de conformidad con los términos y condiciones establecidos en el pacto de accionistas suscrito entre los accionistas de dicha sociedad.

Con fecha 14 de septiembre del presente, luego de haberse cumplido las condiciones pactadas entre las partes, se efectuó el cierre definitivo y traspaso de las acciones que Enel Generación Chile S.A. mantenía en GNL Quintero S.A. a Enagás Chile. El precio de compraventa ascendió a la cantidad de US\$ 197.365.113,2 millones (M\$ 132.820.800) y se presenta en el rubro "Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades" en el estado de flujo de efectivo al 31 de diciembre de 2016.

GNL Quintero S.A. tiene por objeto el desarrollo, financiamiento, diseño, ingeniería, suministro, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado y su correspondiente terminal marítimo para la carga y descarga de GNL y sus expansiones, incluyendo las instalaciones y conexiones necesarias para la entrega de GNL, a través de un patio de carga de camiones y/o de uno o más puntos de entrega de GNL por tuberías.

12.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 de los estados financieros de las principales sociedades en la que Enel Generación Chile ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	Saldo al 31 de diciembre de 2016									
	%Participación	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
GNL Quintero S.A.	20,00%	-	-	-	-	86.471.706	(72.752.059)	13.719.647	(65.571.292)	(51.851.645)
Electrogas S.A.	42,50%	9.318.456	40.746.438	5.683.680	13.809.430	24.126.070	(11.970.244)	12.155.826	(347.369)	11.808.457
GNL Chile S.A.	33,33%	90.283.944	117.703	78.452.153	-	615.229.994	(610.756.322)	4.473.522	(510.406)	3.963.116

Inversiones con influencia significativa	Saldo al 31 de diciembre de 2015									
	%Participación	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
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
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
Enel Trading Argentina S.R.L. (ex-Endesa Camsa S.A.)	45,00%	22.954.619	91.195	21.098.368	-	2.269.586	(4.093.829)	(1.824.243)	(626.380)	(2.450.623)
Enel Brasil S.A.	30,64%	796.102.019	1.994.170.371	653.756.271	725.006.818	2.016.488.835	(1.896.139.782)	119.349.053	(370.529.946)	(252.180.893)
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	587.602	-	648.086	51.369.880	56.070.768	-	56.070.768	(9.439.319)	46.631.449

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

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

12.3 Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2016 y 2015 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que Enel Generación Chile posee negocio conjunto:

Inversiones en negocios conjuntos	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
% Participación	51,00%	51,00%	50,00%	50,00%
Total de Activos corrientes	863.962	502.938	6.366.378	4.870.520
Total de Activos no corrientes	15.159.321	15.159.321	12.034.576	12.228.334
Total de Pasivos corrientes	3.324.706	3.290.947	245.025	463.983
Total de Pasivos no corrientes	68.081	56.685	1.710.406	1.674.416
Efectivo y equivalentes al efectivo	860.719	428.440	5.716.196	4.457.803
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.774.316	2.099.517
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(773.093)	(529.169)
Ingresos procedentes de intereses	42.046	20.009	134.995	1.652.413
Gasto por impuestos a las ganancias	(7.070)	(8.586)	(225.008)	(496.978)
Ganancia (pérdida)	(4.284.195)	(4.733.482)	1.257.220	2.108.449
Resultado integral	(4.284.195)	(4.733.482)	1.257.220	2.108.449

- Restricciones a la disposición de fondos de asociadas

Al 31 de diciembre de 2016, no existen restricciones a la disposición de fondos de asociadas y controles conjuntos.

Al cierre de diciembre de 2015 Enel Brasil debía cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requerían poseer un nivel mínimo de patrimonio, que restringen la transferencia de activos hacia sus propietarios. Al cierre de 2015 la participación de la compañía en los activos netos restringidos de Enel Brasil asciende M\$ 100.594.399 y fue clasificada como activos o grupo de activos mantenidos para distribuir a los propietarios (ver nota 4.2).

12.4 Compromisos y Contingencias.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, no existen compromisos y contingencias en compañías asociadas y negocio conjunto.

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

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

Activos Intangibles Neto	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Activos Intangibles Identificables, Neto	19.266.874	20.905.426
Servidumbres y Derechos de Agua	6.043.003	8.052.525
Programas Informáticos	4.426.614	12.373.049
Otros Activos Intangibles Identificables	8.797.257	479.852
Activos Intangibles Bruto	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	34.876.824	34.329.497
Servidumbres y Derechos de Agua	6.625.309	8.634.831
Programas Informáticos	16.715.814	25.214.814
Otros Activos Intangibles Identificables	11.535.701	479.852
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(15.609.950)	(13.424.071)
Servidumbres y Derechos de Agua	(582.306)	(582.306)
Programas Informáticos	(12.289.200)	(12.841.765)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.738.444)	-

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios 2016 y ejercicio 2015 han sido los siguientes:

Año 2016

Movimientos año 2016 - Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres y Derechos de Agua	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	-	8.052.525	-	12.373.049	479.852	20.905.426
Movimientos en activos intangibles identificables						
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	540.052	-	-	2.571.273	3.111.325
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	-	-	-	-	2.897	2.897
Amortización	-	-	-	(2.183.887)	(18.961)	(2.202.848)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	352	-	(5.762.548)	5.762.196	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	352	-	(5.762.548)	5.762.196	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(2.549.926)	-	-	-	(2.549.926)
Retiros de servicio	-	-	-	-	-	-
Disposiciones (*)	-	(2.549.926)	-	-	-	(2.549.926)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución)	-	-	-	-	-	-
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	(2.009.522)	-	(7.946.435)	8.317.405	(1.638.552)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	-	6.043.003	-	4.426.614	8.797.257	19.266.874

(*) Ver Nota 15.g).10

Año 2015

Movimientos año 2015 - Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres y Derechos de Agua	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	5.666.572	31.781.522	1.514.216	12.995.648	493.875	52.451.833
Movimientos en activos intangibles identificables						
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	4.181.283	209.063	213.815	3.739.977	-	8.344.138
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(747.993)	(1.533.670)	(166.947)	(76.106)	18.464	(2.506.252)
Amortización	-	(872.437)	(530.306)	(1.994.281)	(20.145)	(3.417.169)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(2.398.107)	275.065	5.439	224.384	79.875	(1.813.344)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	2	275.419	5.439	(5.439)	(275.421)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(2.398.109)	(354)	-	229.823	355.296	(1.813.344)
Disposiciones y retiros de servicio	(949.049)	(80.000)	-	(41.042)	-	(1.070.091)
Retiros de servicio	(949.049)	-	-	(41.042)	-	(990.091)
Disposiciones	-	(80.000)	-	-	-	(80.000)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	(5.752.706)	(21.727.018)	(1.036.217)	(2.475.531)	(92.217)	(31.083.689)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(5.666.572)	(23.728.997)	(1.514.216)	(622.599)	(14.023)	(31.546.407)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	-	8.052.525	-	12.373.049	479.852	20.905.426

Durante el ejercicio 2015, las adiciones de activos intangibles relacionados con las operaciones continuadas de Enel Generación Chile ascendieron a M\$ 3.025.400. Por otra parte, la amortización de activos intangibles relacionados con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 1.498.864 por el ejercicio finalizados al 31 de diciembre de 2015.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 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.

14. PLUSVALÍA.

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

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo al 01-01-2016 M\$	Trasposos por Fusiones M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Generación Chile	20.204.251	(20.204.251)	-	-	-
Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	Generación Chile	4.656.105	(4.656.105)	-	-	-
GasAtacama Chile S.A.	Generación Chile		24.860.356	-	-	24.860.356
Total		24.860.356	-	-	-	24.860.356

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo al 01-01-2015 M\$	Trasposos por Fusiones M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Generación Chile	20.204.251	-	-	-	20.204.251
Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	Generación Chile	4.656.105	-	-	-	4.656.105
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú S.A.	88.241.040	-	2.351.245	(90.592.285)	-
Emgesa S.A.E.S.P.	Emgesa S.A.E.S.P.	4.886.064	-	(600.606)	(4.285.458)	-
Enel Generación el Chocón S.A.	Enel Generación el Chocón S.A.	7.622.438	-	(1.799.525)	(5.822.913)	-
Total		125.609.898	-	(48.886)	(100.700.656)	24.860.356

El origen de las plusvalías se explica como resultado de la adquisición de las siguientes entidades, posteriormente fusionadas directamente o indirectamente en Gas Atacama Chile S.A.:

Con fecha 12 de julio de 2002, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangue S.A. haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario Internacional Finance Corporation (IFC).

Con fecha 11 de agosto de 2005, Enel Generación Chile S.A. compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quien poseía como único activo un 25% de la sociedad San Isidro S.A.

Posteriormente, Empresa Eléctrica Pangue S.A. y la sociedad San Isidro S.A. fueron fusionadas con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.

Con fecha 22 de abril de 2014, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones Gas Atacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha.

Con fecha 1 de Octubre de 2016, Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. siendo esta última la sociedad continuadora.

Con fecha 1 de Noviembre de 2016, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. fue fusionada con Gas Atacama Chile S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Enel Generación Chile, 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 y 2015 (ver Nota 3.b).

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	2.726.838.537	2.729.717.092
Construcción en Curso	588.700.578	511.700.683
Terrenos	51.342.724	51.375.538
Edificios	9.703.906	10.394.207
Planta y Equipo	2.033.720.809	2.109.572.014
Instalaciones Fijas y Accesorios	24.007.331	26.457.203
Arrendamientos Financieros	19.363.189	20.217.447

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	5.260.244.809	5.153.576.797
Construcción en Curso	588.700.578	511.700.683
Terrenos	51.342.724	51.375.538
Edificios	22.458.889	22.542.374
Planta y Equipo	4.481.701.141	4.452.010.828
Instalaciones Fijas y Accesorios	87.281.446	87.187.343
Arrendamientos Financieros	28.760.031	28.760.031

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	(2.533.406.272)	(2.423.859.705)
Edificios	(12.754.983)	(12.148.167)
Planta y Equipo	(2.447.980.332)	(2.342.438.814)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(63.274.115)	(60.730.140)
Arrendamientos Financieros	(9.396.842)	(8.542.584)

b) A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Planta y Equipo para los ejercicios 2016 y 2015:

Movimiento año 2016 - Propiedades, Planta y Equipos	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 al 01 de enero de 2016	511.700.683	51.375.538	10.394.207	2.109.572.014	26.457.203	20.217.447	2.729.717.092
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	189.236.636	-	-	-	22.459	-	189.259.095
Incremento (disminución) por diferencias de cambio	(186.893)	(32.814)	(59.699)	(361.199)	(153.858)	-	(794.463)
Depreciación (*)	-	-	(630.602)	(126.106.763)	(2.805.910)	(854.258)	(130.397.533)
(Pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio (***)	(30.785.531)	-	-	-	-	-	(30.785.531)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(34.679.145)	-	-	34.183.229	495.916	-	-
Incrementos (disminuciones) por Transferencia de Construcción en curso	(34.679.145)	-	-	34.183.229	495.916	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	(33.930.297)	-	-	-	(8.479)	-	(33.938.776)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros (**)	(33.930.297)	-	-	-	(8.479)	-	(33.938.776)
Disposiciones y retiros de servicio	(12.654.875)	-	-	16.433.528	-	-	3.778.653
Otros incrementos (disminución)	(12.654.875)	-	-	16.433.528	-	-	3.778.653
Total movimientos	76.999.895	(32.814)	(690.301)	(75.851.205)	(2.449.872)	(854.258)	(2.878.555)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	588.700.578	51.342.724	9.703.906	2.033.720.809	24.007.331	19.363.189	2.726.838.537

(*) Ver Nota 27

(**) Ver Nota 15.g.10 y 15.g.11

(***) Ver Nota 15.g.9 y 15.g.11

Movimiento año 2015 - Propiedades, Planta y Equipos	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 al 01 de enero de 2015	1.187.912.827	59.924.326	22.025.921	3.868.224.748	35.627.709	56.713.317	5.230.428.848
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	564.234.389	50.874.933	126.085	139.715	275.145	168.589	615.818.856
Incremento (disminución) por diferencias de cambio	(62.471.079)	(5.108.866)	(1.757.484)	(183.492.582)	(1.359.443)	901.095	(253.288.359)
Depreciación	-	-	(1.750.734)	(218.184.844)	(5.997.874)	(3.890.602)	(229.824.054)
(Pérdidas) Incremento por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio	(2.522.445)	-	-	12.655.609	-	-	10.133.164
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.026.969.936)	14.273.553	5.680.711	1.025.604.765	5.980.519	(712.122)	23.857.490
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(1.030.758.049)	3.985.957	341.572	1.026.911.028	3.436.292	(3.916.800)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.030.758.049)	3.985.957	341.572	1.026.911.028	3.436.292	(3.916.800)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	3.788.113	10.287.596	5.339.139	(1.306.263)	2.544.227	3.204.678	23.857.490
Disposiciones y retiros de servicio	(3.021.358)	-	(679)	(701.220)	(83.732)	(11.051)	(3.818.040)
Disposiciones	-	-	-	(10.367)	(66.114)	(11.051)	(87.532)
Retiros	(3.021.358)	-	(679)	(690.853)	(17.618)	-	(3.730.508)
Disposiciones y retiros de servicio	(145.461.715)	(68.588.408)	(13.929.613)	(2.394.674.177)	(7.985.121)	(32.951.779)	(2.663.590.813)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	(145.461.715)	(68.588.408)	(13.929.613)	(2.394.674.177)	(7.985.121)	(32.951.779)	(2.663.590.813)
Otros incrementos (disminución)	-	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	(676.212.144)	(8.548.788)	(11.631.714)	(1.758.652.734)	(9.170.506)	(36.495.870)	(2.500.711.756)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	511.700.683	51.375.538	10.394.207	2.109.572.014	26.457.203	20.217.447	2.729.717.092

Durante el ejercicio 2015, las adiciones de propiedad, planta y equipo relacionados con las operaciones continuadas de Enel Generación Chile ascendieron a M\$ 204.350.080. Por otra parte, la depreciación de propiedad, planta y equipo relacionados con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 123.336.695 por el ejercicio finalizados al 31 de diciembre de 2015 (Ver nota 4.2 y 27).

c) Principales inversiones

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico en Chile incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En este sentido se destaca los avances en la construcción de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores, que utilizará los recursos de la Laguna del Maule y que contará con una capacidad instalada de aproximadamente de 150 MW. Las adiciones relacionadas con este proyecto alcanzaron a M\$183.597.710 al 31 de diciembre de 2016 (M\$ 109.612.156 al 31 de diciembre 2015).

d) Costos capitalizados

d.1) Gastos financieros capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$ 3.001.211 y M\$ 2.221.329 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente. La tasa media de financiamientos depende principalmente del área geográfica y varió en un rango comprendido entre un 7,95 % y un 9% al 31 de diciembre de 2016 (entre 9% y 10,8% en 2015) (ver nota 30).

d.2) Gastos de personal capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$ 9.758.304 y M\$ 15.250.810 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente.

e) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, las Propiedades, Planta y Equipo incluyen M\$ 19.363.189 y M\$ 20.217.447 respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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	2.677.880	837.513	1.840.367	2.840.639	1.007.567	1.833.072
Entre un año y cinco años	10.711.520	1.763.191	8.948.329	14.203.200	2.758.773	11.444.427
Más de cinco años	7.445.079	484.128	6.960.951	7.897.586	513.553	7.384.033
Total	20.834.479	3.084.832	17.749.647	24.941.425	4.279.893	20.661.532

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

Enel Generación Chile : corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la empresa y Transelec Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.

f) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 incluyen M\$ 1.229.779 y M\$ 1.240.625 respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Menor a un año	1.827.649	1.764.360
Entre un año y cinco años	7.633.602	7.361.782
Más de cinco años	9.011.009	8.769.808
Total	18.472.260	17.895.950

g) Otras informaciones.

1. Enel Generación Chile mantenía al 31 de diciembre de 2016 y 2015 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 310.558.229 y M\$ 226.793.674, respectivamente.
2. Al 31 de diciembre de 2016 Enel Generación Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos y 31 de diciembre de 2015 el monto ascendía M\$ 13.903.028. (ver Nota 33.1).
3. La Sociedad y sus filiales nacionales tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000, 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. Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado."
4. La situación de determinados activos, básicamente obras e infraestructuras de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC en el año 1998 cambió, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configuró una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la Sociedad registró en el ejercicio de 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$ 43.999.600, vigente a la fecha.
5. Con fecha 16 de octubre de 2012 Enel Generación Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW" ("el contrato") suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Enel Generación Chile ("el propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; (ii) la empresa italiana "Tecnimont SpA"; (iii) la empresa brasileña "Tecnimont do Brasil Construção e Administração de Projetos Ltda."; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energetické Strojárne a.s." ("SES"); (v) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada"; (todos colectivamente denominados "el Consorcio").

El total de las referidas boletas correspondía a las cantidades de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$ 38.200.000 aprox.). Durante el ejercicio 2012, se cobraron boletas por un monto total de US\$ 93.992.554. El cobro de estas Boletas de Garantías redujo la capitalización de los sobrecostos incurridos con motivo de los incumplimientos al contrato.

Con fecha 17 de octubre de 2012, Enel Generación Chile interpuso ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional una solicitud de arbitraje en contra del Consorcio, con el objeto de exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas, al amparo del contrato de construcción señalado. Con fecha 29 de diciembre de 2014, el Directorio de Enel Generación Chile aceptó y aprobó un acuerdo con el Consorcio que pone término al arbitraje y que otorga un amplio finiquito recíproco de las obligaciones. Como consecuencia de este acuerdo, al cierre de 2014 Enel Generación Chile incurrió en costos adicionales por U\$125 millones (aprox. M\$ 75.843.750), los cuales fueron reconocidos como parte del costo de adquisición de propiedades planta y equipos. Finalmente el pago de estos costos se concretó con fecha 6 de abril de 2015.

6. Al cierre del ejercicio 2014, Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro por M\$12.581.947, relacionada con el proyecto Punta Alcalde. Esta provisión surgió como consecuencia de que el proyecto, en su definición actual, no se encuentra totalmente alineado con la estrategia que la compañía está reformulando para el desarrollo de sus proyectos, particularmente en lo relacionado con liderazgo tecnológico, y la sustentabilidad con el medio ambiente y la sociedad. Enel Generación Chile decidió detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad.(ver nota 3.d).
7. Al cierre del ejercicio 2012, nuestra filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. ("CELTA"), actualmente Gas Atacama Chile S.A., registró una pérdida por deterioro por M\$12.578.098, con el propósito de ajustar el valor libro de ciertos activos específicos que operan en el SING a su valor recuperable.

Al cierre del ejercicio 2015, se puso de manifiesto una serie de nuevos antecedentes que, habiéndose evaluado por la compañía, originaron la identificación y definición de una nueva UGE para todos los activos de Generación en Chile. El análisis realizado se sostuvo en el hecho que Enel Generación Chile realiza una optimización y gestión para todos activos de su parque de generación, adquisición de combustibles y la decisión de la política comercial de forma centralizada, con ventas de contratos realizadas a nivel de la empresa y que no son asignadas por central. La generación de flujos depende de todos los activos en su conjunto.

Anteriormente, la compañía distinguía una UGE para los activos que operan en el SIC y otras para activos específicos que operan en el SING, bajo la consideración que existían dos mercados independientes. El nuevo esquema que plantea la interconexión del SIC y el SING, unifica los mercados, y considera formación de precios única, como ocurre con las últimas licitaciones de suministro a clientes regulados.

Por lo anterior, se configuraron condiciones que provocaron la necesidad de reversar la pérdida por deterioro antes indicada (ver nota 27). Lo anterior se fundamenta, entre otros aspectos, por la generación de valor que origina el proyecto de interconexión entre el SIC y SING que se prevé estará operativo en 2019, gracias a una mejor utilización de reservas, ampliación del mercado potencial para los activos específicos deteriorados y disminución del riesgo global del portafolio. Los efectos de la interconexión están considerados en las proyecciones a cinco años que utiliza la compañía para realizar las pruebas de deterioro (ver Nota 3.d).

8. Al cierre del ejercicio 2015, Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro por M\$ 2.522.445 asociada con el proyecto eólico Waiwen. Esta pérdida surge como resultado de nuevas mediciones realizadas por la compañía respecto a la viabilidad del proyecto, concluyendo que, bajo las condiciones existentes a la fecha, su rentabilidad es incierta. (ver nota 27).
9. Como parte de su estrategia de sostenibilidad y relaciones comunitarias, Enel Generación Chile ha decidido estudiar nuevas alternativas de diseño para el proyecto Neltume, en especial, respecto de la descarga sobre el lago Neltume, lo cual ha sido planteado por las comunidades en las diversas instancias de diálogo.

Para poder iniciar una nueva fase de estudio de una alternativa de proyecto que contemple la descarga de aguas sobre el río Fuy, a fines de diciembre de 2015 la compañía retiró el Estudio de Impacto Ambiental de la central. Esta decisión compete sólo al proyecto central Neltume y no al proyecto de transmisión, el que sigue su curso de tramitación en el Servicio de Evaluación Ambiental.

Como consecuencia de lo anterior, al 31 de diciembre de 2015 Enel Generación Chile reconoció una pérdida de M\$ 2.706.830, asociada al castigo de ciertos activos relacionados con el Estudio de Impacto Ambiental que ha sido retirado y a otros estudios directamente vinculados al antiguo diseño.

En virtud de lo señalado anteriormente, en cuanto a la nueva estrategia de sostenibilidad y al resultado del dialogo sostenido con las comunidades, se puede señalar que los proyectos de Enel Generación en el Territorio, a saber Neltume y Choshuenco, tienen buenas perspectivas desde el punto de vista social. Sin embargo, en atención a la condición actual del mercado eléctrico chileno, la rentabilidad de los proyectos Neltume y Choshuenco son menores al total de la inversión capitalizada en éstos. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2016 Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro de M\$ 20.459.461 asociada con el proyecto Neltume y otra por M\$ 3.748.124 asociada al proyecto Choshuenco.

10. El 31 de agosto de 2016, Enel Generación Chile decidió renunciar a los derechos de aprovechamiento de aguas asociados a los proyectos hidroeléctricos Bardón, Chillan 1, Chillan 2, Futaleufú, Hechún y Puelo. Esta decisión surgió en consideración, entre otros aspectos evaluados, al alto costo anual que le significaba mantener estos derechos de agua sin ser utilizados, que estos proyectos no eran factibles de realizar técnica y económicamente y que no contaban con la suficiente adhesión de las comunidades locales. Lo anterior implicó realizar un castigo por el 100% de los costos que se habían capitalizado como Propiedades, Planta y Equipos e Intangibles, por un monto de M\$ 32.834.160 y M\$ 2.549.926, respectivamente. (ver nota 28).
11. Al cierre del ejercicio 2016, Enel Generación Chile registró una provisión de deterioro por M\$ 6.577.946 (ver nota 27) asociadas a algunas iniciativas de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), tales como proyectos Eólicos, MiniHidro, Biomasa y Solares. Estas iniciativas cuentan con datos de los recursos naturales asociados (velocidad de viento, radiación solar, etc.), así como también con los estudios de ingeniería que permiten a la compañía realizar y respaldar las evaluaciones técnicas y económicas para visualizar sus perspectivas y decidir los pasos futuros. Al respecto, los resultados no han sido del todo satisfactorio, principalmente por la situación actual del mercado eléctrico chileno, haciendo incierta su viabilidad futura. La provisión antes citada cubre el 100% de la inversión capitalizada a la fecha en proyectos de ERNC.

Por otra parte, la Compañía ha decidido castigar la totalidad la inversión capitalizada en dos proyectos térmicos que hasta la fecha mantenía en su cartera. Estos son los proyectos Tames 2 y Totoralillo, que se estaban desarrollando en el marco de la adjudicación de concesiones de terrenos fiscales licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales en 2013. El monto del castigo ascendió a M\$ 1.096.137 y surgió a consecuencia de la actual situación del mercado eléctrico chileno, las perspectivas futuras para este tipo de tecnologías (vapor-carbón) y lo oneroso de su desarrollo, que hacen que estos proyectos sean inviables. Adicionalmente, la compañía registró una provisión de M\$ 2.244.900, por concepto de multas que deberá cancelar por su renuncia a las concesiones relacionadas a estos proyectos.

16. IMPUESTOS DIFERIDOS.

- a) El origen de los impuestos diferidos de activos y pasivos 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	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo al 01 de enero de 2016	4.982.473	1.461.706	-	-	12.720.469	702.670	19.867.318
Movimientos							
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	487.371	1.515.506	(597.481)	-	(809.016)	(2.074.574)	(1.478.194)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	474.498	-	-	-	474.498
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Reservas Varias	-	-	-	-	-	-	-
Diferencia de conversión de moneda extranjera	-	-	-	-	-	12.645	12.645
Otros incrementos (decrementos)	(281.458)	(1.389.903)	145.658	-	(57)	1.359.259	(166.501)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	5.188.386	1.596.341	-	-	11.911.396	-	18.696.123

Impuestos Diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo al 01 de enero de 2015	42.410.489	7.788.371	494.680	54.260	4.851.839	2.775.070	58.374.709
Movimientos							
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	1.319.678	6.151.750	23.625	(50.718)	7.868.630	(2.117.518)	13.195.447
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	191.008	557.599	-	-	748.607
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(3.717.007)	(414.275)	(69.045)	(3.542)	-	(98.171)	(4.302.040)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	(14.361.783)	(3.241.403)	(576.075)	-	-	(39.660)	(18.218.921)
Otros incrementos (decrementos)	(20.668.904)	(8.822.737)	(64.193)	(557.599)	-	182.949	(29.930.484)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	4.982.473	1.461.706	-	-	12.720.469	702.670	19.867.318

Impuestos Diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a						Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	pérdidas fiscales	Otros	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo al 01 de enero de 2016	216.682.401	285.255	-	-	-	792.050	217.759.706
Movimientos							
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(28.890.517)	-	-	-	-	(1.272.442)	(30.162.959)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Reservas Varias	-	-	-	-	-	5	5
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Reservas Varias (*)	-	-	-	-	-	(5.555.110)	(5.555.110)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(79.558)	-	-	-	-	-	(79.558)
Otros incrementos (decrementos)	(1.009.620)	-	-	-	-	4.324.541	3.314.921
Saldo al 31 de diciembre de 2016	186.702.706	285.255	-	-	-	(1.710.956)	185.277.005

Impuestos Diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a						Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	pérdidas fiscales	Otros	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo al 01 de enero de 2015	361.570.401	41.553	-	163.062	-	28.544.947	390.319.963
Movimientos							
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	17.320.050	243.817	(678)	-	-	21.344.620	38.907.809
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	(65.055)	184.060	-	(200.434)	(81.429)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	3.299.350	-	65.061	5.424	-	(10.368.839)	(6.999.004)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	(131.174.728)	(16.764)	(237)	(249.770)	-	(32.286.273)	(163.727.772)
Otros incrementos (decrementos)	(34.332.672)	16.649	909	(102.776)	-	(6.241.971)	(40.659.861)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	216.682.401	285.255	-	-	-	792.050	217.759.706

(*) Al 31 de diciembre de 2015, se reconoció un pasivo por impuestos diferidos de M\$ 5.555.110 respecto a diferencias temporarias de la inversión en las filiales que Enel Generación Chile S.A. tenía en Perú, de acuerdo a la reorganización societaria (ver Nota 4.2.III).

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades filiales cubren lo necesario para recuperar estos activos.

- b) Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo no tiene activos por impuestos diferidos que no hayan sido reconocidos por pérdidas tributarias. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 9.925.718 (ver Nota 3.o).

Enel Generación Chile no ha registrado impuesto diferido de activos y pasivos por diferencias temporales relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos. No ha reconocido impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias impositivas, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$ 116.489.507 (M\$ 493.810.478 al 31 de diciembre de 2015).

Por otra parte, el monto total de las diferencias temporales deducibles relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se han registrado activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$ 385.427.246 (M\$ 471.291.386 al 31 de diciembre de 2015).

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de la autoridad tributaria en Chile. 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. Los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación corresponden a los años 2013 al 2015.

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 sus resultados futuros.

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de Otros Resultados Integrales:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31-12-2016			31-12-2015		
	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	18	(5)	13	(441.585)	10	(441.575)
Cobertura de flujo de caja	86.959.338	(20.924.809)	66.034.529	(135.791.934)	35.463.169	(100.328.765)
Ajustes por conversión	(139.529.128)	-	(139.529.128)	(244.110.922)	-	(244.110.922)
Ajustes de asociadas y negocios conjuntos	(11.904.709)	-	(11.904.709)	(2.475.299)	-	(2.475.299)
Ganancias (Pérdidas) actuariales definidas como beneficios de planes de pensiones	(1.757.402)	474.498	(1.282.904)	(216.648)	(5.476)	(222.124)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(66.231.883)	(20.450.316)	(86.682.199)	(383.036.388)	35.457.703	(347.578.685)

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance y resultados integrales del correspondiente a los ejercicios 2016 y 2015 es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance y resultados Integrales	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuas	474.493	830.036
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(21.528.043)	31.318.550
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuas	603.234	3.309.117
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(20.450.316)	35.457.703

Con fecha 29 de septiembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.780, que introdujo modificaciones al sistema de impuesto a la renta y otros impuestos. La mencionada ley estableció la sustitución del sistema tributario, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2014 dicho impuesto se incrementó a 21%, a 22,5% el año 2015 y a 24% el año 2016. A contar del año 2017 los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 25,5% el año 2017 y a 27% a contar del año 2018.

Asimismo, la referida ley estableció que a las sociedades anónimas se le aplicaría por defecto el sistema parcialmente integrado, a menos que una futura Junta Extraordinaria de Accionistas acuerde optar por el sistema de renta atribuida.

Con fecha 08 de febrero de 2016, se publicó la Ley N° 20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta, la cual, entre sus principales modificaciones, impone como obligatorio para las sociedades anónimas el sistema parcialmente integrado, dejando sin efecto la opción de acogerse sistema de renta atribuida anterior.

17. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

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

Otros pasivos financieros	31-12-2016		31-12-2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	18.013.012	802.046.968	18.446.476	826.380.628
Instrumentos derivados de cobertura (*)	313.571	48.981.953	328.415	78.768.620
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	7.369.481	2.987.830	9.146.674	12.048.542
Total	25.696.064	854.016.751	27.921.565	917.197.790

(*) Ver Nota 19.2.a.

(**) Ver Nota 19.2.b.

Préstamos que devengan intereses

17.1 El detalle de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31-12-2016		31-12-2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	4.172	-	58	-
Obligaciones no garantizadas	16.168.473	786.137.688	16.613.346	807.552.168
Arrendamiento financiero	1.840.367	15.909.280	1.833.072	18.828.460
Total	18.013.012	802.046.968	18.446.476	826.380.628

17.2 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					
					Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	4.172	-	4.172	-	-	-	-	-	-
				Total	4.172	-	4.172	-	-	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	58	-	58	-	-	-	-	-	-
				Total	58	-	58	-	-	-	-	-	-

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corriente y no corriente asciende a M\$ 0 para los ejercicios 2016 y 2015. Para ambos ejercicios, 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).



- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31-12-2016										31-12-2015							
										Corriente					No Corriente					Corriente			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
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco de Crédito e Inversiones	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	A/ Vencimiento	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	A/ Vencimiento	2.037	-	2.037	-	-	-	-	-	-	-	58	-	58	-	-	-	-	-
Total											MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	58	-	58	-	-	-	-	-

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 arriba mencionados.

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

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
					M\$	M\$	31-12-2016	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2016
Chile	US\$	6,99%	6,90%	Sin Garantía	6.884.819	2.402.653	9.287.472	-	-	-	-	-	468.578.474
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.881.001	6.881.001	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	295.637.894	317.559.214
Total					6.884.819	9.283.654	16.168.473	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	764.216.168	786.137.688

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
					M\$	M\$	31-12-2015	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2015
Chile	US\$	6,99%	6,90%	Sin Garantía	7.303.274	2.548.685	9.851.959	-	-	-	-	493.795.141	493.795.141
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.761.387	6.761.387	5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	292.433.623	313.757.027
Total					7.303.274	9.310.072	16.613.346	5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	786.228.764	807.552.168

17.4 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existen obligaciones garantizadas vigentes.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente, garantizadas y no garantizadas, al 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$ 998.383.047 (M\$ 981.390.150 al 31 de diciembre de 2015). Para ambos ejercicios, 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).



- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No garantizadas por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	Garantía	31-12-2016										31-12-2015									
										Corriente				No Corriente				Corriente		No Corriente		Corriente				No Corriente			
										Menos de 90 días M\$	Corriente más de 90 días M\$	Total Corriente 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\$	Total No Corriente M\$	Menos de 90 días M\$	Corriente más de 90 días M\$	Total Corriente 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\$	Total No Corriente M\$		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No	-	4.522.585	-	4.522.585	-	-	-	136.759.395	136.759.395	4.797.465	-	4.797.465	-	-	-	-	145.068.065	145.068.065		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No	1.446.232	-	1.446.232	-	-	-	-	46.792.429	46.792.429	1.534.133	-	1.534.133	-	-	-	-	49.690.671	49.690.671		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No	916.002	-	916.002	-	-	-	-	21.608.757	21.608.757	971.676	-	971.676	-	-	-	-	23.252.023	23.252.023		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,32%	4,25%	No	-	2.402.653	2.402.653	-	-	-	-	263.417.893	263.417.893	2.548.685	-	2.548.685	-	-	-	-	275.784.382	275.784.382		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	-	6.337.021	6.337.021	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	35.587.764	57.509.284	6.232.249	5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	39.700.607	61.024.011		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	-	543.980	543.980	-	-	-	-	260.049.930	260.049.930	529.138	-	529.138	-	-	-	-	252.733.016	252.733.016		
Total										M\$	6.884.819	9.283.654	16.168.473	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	764.216.168	786.137.688	7.303.274	9.310.072	16.613.346	5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	786.228.764	807.552.168	

En anexo N° 4, letra b), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las obligaciones garantizadas y no garantizadas arriba mencionados.

- Individualización de Arrendamiento Financiero por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	31-12-2016								31-12-2015									
								Corriente				No Corriente				Corriente				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
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$						
91.081.000-6	Enel Generación Chile S	Chile	76.555.400-4	Transelec S.A	Chile	US\$	6,50%	449.283	1.391.084	1.840.367	2.677.880	2.677.880	1.959.990	2.087.390	6.506.140	15.909.280	-	1.833.072	1.833.072	2.840.640	1.952.223	2.079.117	2.214.260	9.742.220	18.828.460
Total								M\$		1.840.367					15.909.280			1.833.072							18.828.460

En anexo N° 4, letra c), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los arrendamientos financieros arriba mencionados.

17.5 Deuda de cobertura.

De la deuda en Enel Generación Chile en dólares estadounidenses, al 31 de diciembre de 2016, M\$ 480.061.539 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (ver nota 3.m.) Al 31 de diciembre de 2015 dichos montos ascendía a M\$ 509.239.402.

El movimiento al 31 de diciembre de 2016 y 2015 en el rubro "Patrimonio total: Reservas de Coberturas" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

Reserva de Coberturas	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio	(122.448.724)	(64.530.211)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	23.870.051	(70.199.670)
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	12.788.000	6.438.134
Diferencias de conversión	-	(73.961)
Traspaso a activos para su disposición mantenidos para la venta (*)	-	5.916.984
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)	(85.790.673)	(122.448.724)

(*) Corresponde a los efectos generados por la deuda financiera de Enel Generación Perú (Ex Edegel) (Ver nota 4.2)

17.6 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, Enel Generación Chile disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M\$ 342.827.047 y M\$ 142.032.000 respectivamente.

18. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Las empresas del Grupo 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 Generación Chile.

18.1. 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.

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

Posición bruta:

	31-12-2016	31-12-2015
	%	%
Tasa de interés fijo	92%	92%

18.2. 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 ejemplo 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.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, se contempla, a nivel de flujo de caja, 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 corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

18.3. Riesgo de “commodities”.

El Grupo Enel Generación Chile se encuentra 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, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía 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 habían operaciones swap vigentes por 3 mill de barriles de petróleo Brent a liquidarse entre enero y noviembre de 2017 y de gas Henry Hub Swap por 3.3 Mill. MMBTU a liquidarse entre enero y septiembre de 2017. Al 31 de diciembre de 2015 habían operaciones swap vigentes por 133 mil barriles de petróleo Brent.

De acuerdo a las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, éstas coberturas pueden ser modificadas, o incluir otros commodities.

18.4. 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 17, 19 y Anexo N° 4.

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de M\$ 114.486.479 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 342.827.047 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de M\$ 37.425.233 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 142.032.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

18.5. Riesgo de crédito.

El Grupo Enel Generación Chile 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.

Frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro y en 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.

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.

18.6. Medición del riesgo.

El Grupo Enel Generación Chile 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.
- 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\$ 73.197.508.

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.

19. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

19.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

	Saldo al 31 de diciembre de 2016			
	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	-	-	-	121.443
Otros activos de carácter financiero	365.663	309.844.312	-	-
Total corriente	365.663	309.844.312	-	121.443
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.616.647	-
Instrumentos derivados	-	-	-	25.533.188
Otros activos de carácter financiero	652.733	6.788.437	-	-
Total no corriente	652.733	6.788.437	2.616.647	25.533.188
Total	1.018.396	316.632.749	2.616.647	25.654.631

	Saldo al 31 de diciembre de 2015			
	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	-	-	-	76.703
Otros activos de carácter financiero	934.852	355.204.957	-	-
Total corriente	934.852	355.204.957	-	76.703
Instrumentos de patrimonio	-	-	3.002.257	-
Instrumentos derivados	-	-	-	18.716.463
Otros activos de carácter financiero	-	35.901	-	-
Total no corriente	-	35.901	3.002.257	18.716.463
Total	934.852	355.240.858	3.002.257	18.793.166

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

	Saldo al 31 de diciembre de 2016		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	18.013.012	-
Instrumentos derivados	7.369.481	-	313.571
Otros pasivos de carácter financiero	-	441.818.602	-
Total corriente	7.369.481	459.831.614	313.571
Préstamos que devengan interés	-	802.046.968	-
Instrumentos derivados	2.987.830	-	48.981.953
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.704.549	-
Total no corriente	2.987.830	803.751.517	48.981.953
Total	10.357.311	1.263.583.131	49.295.524

	Saldo al 31 de diciembre de 2015		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	18.446.476	-
Instrumentos derivados	9.146.674	-	328.415
Otros pasivos de carácter financiero	-	608.479.539	-
Total corriente	9.146.674	626.926.015	328.415
Préstamos que devengan interés	-	826.380.628	-
Instrumentos derivados	12.048.542	-	78.768.620
Otros pasivos de carácter financiero	-	6.072.872	-
Total no corriente	12.048.542	832.453.500	78.768.620
Total	21.195.216	1.459.379.515	79.097.035

19.2 Instrumentos Derivados

El Grupo Enel Generación Chile siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La Sociedad 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:

	Saldo al 31 de diciembre de 2016				Saldo al 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 cambio:	121.443	25.533.188	313.571	48.981.953	76.703	18.716.463	328.415	78.768.620
Cobertura de flujos de caja	121.443	25.533.188	313.571	48.981.953	76.703	18.716.463	328.415	78.768.620
Total	121.443	25.533.188	313.571	48.981.953	76.703	18.716.463	328.415	78.768.620

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre
				31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	Flujo de caja	(23.640.893)	(60.303.869)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del período terminado al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

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:

	Saldo al 31 de diciembre de 2016		Saldo al 31 de diciembre de 2015	
	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos derivados no cobertura	7.369.481	2.987.830	9.146.674	12.048.542

Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con obligaciones futuras que surgirán de contratos de obras civiles ligados a la construcción de la Central Los Córdones. 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".

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	Saldo al 31 de diciembre de 2016					
	Valor razonable M\$	Valor nominal				
		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 cambio:	(23.640.893)	-	-	523.686.966	-	-
Cobertura de flujos de caja	(23.640.893)	-	-	523.686.966	-	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	(10.357.311)	49.738.751	21.434.625	-	-	-
Total	(33.998.204)	49.738.751	21.434.625	523.686.966	-	-

Derivados financieros	Saldo al 31 de diciembre de 2015					
	Valor razonable M\$	Valor nominal				
		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 cambio:	(60.303.869)	-	-	-	541.153.412	-
Cobertura de flujos de caja	(60.303.869)	-	-	-	541.153.412	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	(21.195.216)	55.337.986	52.761.844	22.737.409	-	-
Total	(81.499.085)	55.337.986	52.761.844	22.737.409	541.153.412	-

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.

19.3 Jerarquías del Valor Razonable

- a) Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Notas 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	31-12-2016 M\$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte		
		Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	25.654.631	-	25.654.631	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	875.481	-	875.481	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	16.159.565	-	16.159.565	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	407	407	-	-
Total	42.690.084	407	42.689.677	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	49.295.524	-	49.295.524	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	10.357.311	-	10.357.311	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	40.013	-	40.013	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	1.063.193	-	1.063.193	-
Total	60.756.041	-	60.756.041	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2015 M\$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte		
		Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	18.793.166	-	18.793.166	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	20.397	-	20.397	-
Activos financiero disponible para la venta largo plazo	389	389	-	-
Total	18.813.952	389	18.813.563	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	79.097.035	-	79.097.035	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	21.195.216	-	21.195.216	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
Total	100.292.251	-	100.292.251	-

- b) Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica como nivel 3.

El Grupo posee un compromiso de adquisición de participaciones no-controladoras en una de sus filiales, establecido en un pacto entre los accionistas de la misma. Este compromiso representa una opción de venta incondicional a favor de los accionistas no controladores y ha sido designada como un pasivo financiero medido a valor razonable con cambios en resultados, por tratarse de un derivado separable del pacto.

El valor razonable de la opción se determina mediante la aplicación de un método tradicional de flujos de caja descontados, acorde con las condiciones de determinación de precio establecidas en el pacto de accionistas. Las proyecciones de estos flujos de caja consideran algunos supuestos desarrollados internamente, los cuales, en lo fundamental, corresponden a estimaciones de precio y niveles de producción de energía y potencia en firme y de costos de operación y mantenimiento.

Ninguno de los posibles escenarios razonables previsible de las hipótesis indicadas en el párrafo anterior, daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable del instrumento financiero incluido en este nivel.

El valor razonable de este pasivo financiero asciende a \$0 al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

20. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

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	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Acreedores comerciales	90.386.018	136.780.985	-	-
Otras cuentas por pagar	250.702.646	223.678.624	1.453.022	5.975.686
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	341.088.664	360.459.609	1.453.022	5.975.686

El detalle de los 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	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Proveedores por compra de energía	72.361.322	79.795.564	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	18.024.696	56.985.421	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	7.152.058	6.346.470	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	147.606.676	155.292.735	40.256	-
IVA débito fiscal (IGV / ICMS)	13.136.043	3.218.085	-	-
Dividendos por pagar a terceros	58.901.712	34.076.876	-	-
Reparto de Capital a terceros	-	1.804.507	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	10.582.997	6.402.157	-	-
Cuentas por pagar al personal	12.401.802	15.669.083	-	-
Otras cuentas por pagar	921.358	868.711	1.412.766	5.975.686
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	341.088.664	360.459.609	1.453.022	5.975.686

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 18.4.

El detalle de los pagos al día vencidos al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se expone en anexo 7.

21. PROVISIONES.

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

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Reclamaciones legales	4.694.579	9.798.765	-	-
Desmantelamiento, restauración (*)	-	-	57.325.915	50.702.975
Otras provisiones	1.798.849	5.818.849	-	-
Total	6.493.428	15.617.614	57.325.915	50.702.975

(*) Ver Nota 3.a.

Provisiones por reclamaciones legales consisten principalmente de contingencias relacionadas a juicios y sanciones administrativas.

El monto y fecha esperados de cualquier desembolso de efectivo relacionado con las provisiones anteriores es incierto y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas. Por ejemplo, en el caso específico de los litigios, esto depende de la resolución final de la reclamación legal correspondiente. La Administración considera que las provisiones reconocidas en los estados financieros cubren adecuadamente los correspondientes riesgos.

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Restauración M\$	Medio Ambiente M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	9.798.765	50.702.975	-	5.818.849	66.320.589
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(165.886)	4.091.238	-	(4.020.000)	(94.648)
Provisión Utilizada	(4.948.437)	-	-	-	(4.948.437)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	2.531.702	-	-	2.531.702
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	10.137	-	-	-	10.137
Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-
Total Movimientos en Provisiones	(5.104.186)	6.622.940	-	(4.020.000)	(2.501.246)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	4.694.579	57.325.915	-	1.798.849	63.819.343

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Restauración M\$	Medio Ambiente M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	24.254.905	28.388.046	6.767.212	7.795.380	67.205.543
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	23.678.951	-	-	23.678.951
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(7.886.540)	89.280	103.641.796	2.416.315	98.260.851
Provisión Utilizada	(329.563)	-	-	-	(329.563)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	95.164	2.029.978	(109.582)	64.829	2.080.389
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(866.814)	82.695	(6.457.892)	(1.924.463)	(9.166.474)
Operaciones Discontinuas	(5.468.387)	(3.565.975)	(103.841.534)	(2.533.212)	(115.409.108)
Total Movimientos en Provisiones	(14.456.140)	22.314.929	(6.767.212)	(1.976.531)	(884.954)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	9.798.765	50.702.975	-	5.818.849	66.320.589

El aumento de las provisiones por desmantelamientos en 2015 se origina por el hecho que, considerando la nueva institucionalidad ambiental en Chile, durante el último tiempo se han venido aclarando los alcances de los derechos y obligaciones asociadas a las licencias ambientales. En función de lo anterior, las provisiones se han ido ajustando para reflejar la mejor estimación a la fecha de cierre de los estados financieros.

22. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

22.1 Aspectos generales

Enel Generación Chile S.A y Gas Atacama S.A, 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:

- 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.

Suministro energía eléctrica: El beneficiario recibe una bonificación mensual, que cubre una parte de la facturación por su consumo domiciliario.

Beneficio de salud: El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

22.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros

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

Obligaciones post empleo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligaciones post empleo	15.820.557	15.271.416
Total	15.820.557	15.271.416
Total porción no corriente	15.820.557	15.271.416

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	43.461.827
Costo del servicio corriente (*)	2.271.559
Costo por intereses (*)	3.320.289
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(82.320)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	298.968
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(3.557.400)
Contribuciones pagadas	(8.839.400)
Costo de servicios pasados	(523)
Transferencia de personal	(53.242)
Traspaso a pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios (ver nota 4.2)	(21.548.342)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	15.271.416
Costo del servicio corriente	802.823
Costo por intereses	705.211
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	245.683
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	1.511.719
Contribuciones pagadas	(2.949.958)
Transferencia de personal	224.066
Otros	9.597
Saldo al 31 de diciembre de 2016	15.820.557

(*) Los costos del servicio corriente del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$ 1.063.547. Los costos por intereses del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$ 759.311. La pérdida actuarial neta de los planes definidos del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$ 830.089.

Las Compañías del Grupo no realizan contribuciones en fondos destinados a financiar el pago de estos beneficios.

- c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	802.823	2.271.559
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	705.211	3.320.289
Costo de servicio pasado	-	(523)
Total gasto reconocido en el estado de resultados	1.508.034	5.591.325
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	1.757.402	216.648
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	3.265.436	5.807.973

22.3 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:

Hipótesis actuariales	Chile	
	31-12-2016	31-12-2015
Tasas de descuento utilizadas	4,70%	5,00%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	RV 2009
Tasa de Rotación Esperada	7%	7%

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\$1.019.805 (M\$ 922.260 al 31 de diciembre de 2015) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 1.173.586 (M\$ 1.057.543 al 31 de diciembre de 2015) en caso de una baja de la tasa.

Desembolso futuro

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M\$ 2.233.666.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo Enel Generación Chile corresponde a 7,52 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	2.233.666
2	1.218.573
3	1.609.333
4	1.076.489
5	1.732.027
más de 5	6.982.496

23. PATRIMONIO TOTAL.

23.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

23.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones.

Con motivo de la división de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Enel Generación Chile) y la constitución de Endesa Américas S.A., aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Generación Chile celebrada con fecha 18 de diciembre de 2015, correspondió la distribución del Patrimonio de la sociedad entre sí, como escidente y la nueva sociedad, como sociedad escisionaria, y la disminución proporcional del Capital social y demás cuentas patrimoniales de Enel Generación Chile, sobre la base de los activos netos asignados en cada sociedad (negocios de Chile y fuera de Chile). Esta división ha tenido efectos jurídicos a partir del 1 de marzo de 2016, fecha en la que la nueva sociedad Endesa Américas comenzó a existir y se verificó la disminución de capital en Enel Generación Chile. (Ver nota 4.2)

En consecuencia, al 31 de diciembre de 2016 el capital social de Enel Generación Chile, asciende a M\$ 552.777.321 y está representado por 8.201.754.580 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE). Al 31 de diciembre de 2015 el capital social de Enel Generación Chile, ascendía a M\$ 1.331.714.085 y estaba representado por 8.201.754.580 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurrida en los años 1986 y 1994, al 31 de diciembre de 2015 la prima de emisión ascendía a M\$206.008.557 y una vez efectuada la distribución a Endesa Américas S.A. antes indicada, asciende a M\$ 85.511.492 al 31 de diciembre de 2016.

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.

23.1.2 Dividendos.

La junta General de Accionistas de Enel Generación Chile, celebrada el 27 de Abril de 2015, aprobó como Política de Dividendos, que el directorio espera cumplir durante el ejercicio 2015, distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 50% de las utilidades líquidas del ejercicio 2015. Además, tenía la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, de hasta un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2015, según muestren los estados financieros a dicha fecha. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 59 fue pagado con fecha 29 de enero de 2016, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°60, ascendente a \$ 11,02239 con fecha 24 de mayo de 2016.

La junta General de Accionistas de Enel Generación Chile, celebrada el 27 de Abril de 2016, aprobó como Política de Dividendos, que el directorio espera cumplir durante el ejercicio 2016, distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 50% de las utilidades líquidas del ejercicio 2016. Además aprobó repartir un dividendo provisorio de hasta un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2016, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagados en Enero de 2017.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalan las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

A continuación se presentan los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos años:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
49	Provisorio	26-01-2011	6,42895	2010
50	Definitivo	11-05-2011	26,09798	2010
51	Provisorio	19-01-2012	5,08439	2011
52	Definitivo	17-05-2012	22,15820	2011
53	Provisorio	24-01-2013	3,04265	2012
54	Definitivo	09-05-2013	11,24302	2012
55	Provisorio	31-01-2014	3,87772	2013
56	Definitivo	15-05-2014	17,69856	2013
57	Provisorio	27-01-2015	3,44046	2014
58	Definitivo	25-05-2015	16,95495	2014
59	Provisorio	29-01-2016	3,55641	2015
60	Definitivo	24-05-2016	11,02239	2015
61	Provisorio	27-01-2017	7,24787	2016

23.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Diferencias de cambio por conversión acumuladas	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Gas Atacama Chile S.A.	14.979.960	16.780.346
GNL Quintero S.A.	-	(1.164.922)
Otros	1.230.881	4.076.442
Total	16.210.841	19.691.866

23.3 Gestión del capital.

El objetivo de la compañía 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.

23.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

Al 31 de diciembre de 2016, no existen restricciones a la disposición de fondos de filiales.

Al cierre de diciembre de 2015 la compañía tenía algunas filiales que debían cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requerían poseer un nivel mínimo de patrimonio o contenían otras características que restringían la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos en el 2015 de sus filiales Enel Generación Perú S.A. (ex-Edegel S.A.A.) y Enel Generación el Chocón S.A. (ex-Hidroeléctrica El Chocón S.A.), corresponden a M\$ 63.188.793 y M\$ 102.591.323, respectivamente (ver nota 4.2).

23.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

Otras Reservas	Saldo al 01 de enero de 2016 M\$	Movimiento 2016 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2016 M\$
Diferencias de cambio por conversión	19.691.866	(3.481.025)	16.210.841
Coberturas de flujo de caja	(205.691.575)	82.192.174	(123.499.401)
Remediación de activos financieros disponibles para la venta	(1.046)	13	(1.033)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(202.189.042)	204.911.155	2.722.113
Otras reservas varias	(719.716.306)	687.528.239	(32.188.067)
Total	(1.107.906.103)	971.150.556	(136.755.547)

Otras Reservas	Saldo al 01 de enero de 2015 M\$	Movimiento 2015 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(11.409.870)	31.101.736	19.691.866
Coberturas de flujo de caja	(117.559.279)	(88.132.296)	(205.691.575)
Remediación de activos financieros disponibles para la venta	(1.020)	(26)	(1.046)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	-	(202.189.042)	(202.189.042)
Otras reservas varias	(719.216.262)	(500.044)	(719.716.306)
Total	(848.186.431)	(259.719.672)	(1.107.906.103)

- **Reserva de diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:
 - La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.7.3).
 - La valorización de las plusvalías surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 3.b).
- **Cobertura de flujo de caja:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Notas 3.f.5 y 3.m).
- **Remediación de activos financieros disponibles para la venta:** Representan las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal de las Inversiones disponibles para la venta (ver Nota 3.f.1).
- **Otras reservas varias:**

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados por los ejercicios al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Detalle Otras Reservas	Saldo al 31 de diciembre de 2016 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M\$
Reserva por reestructuración societaria ("División") (1)	461.145.397	-
Reservas transición a NIIF (2)	(493.425.043)	(592.762.277)
Reservas por combinaciones de negocios (3)	(4.047.287)	(148.336.736)
Otras reservas varias	4.138.866	21.382.707
Total Otras Reservas	(32.188.067)	(719.716.306)

1) Reserva por la restructuración societaria: Representa el efecto generado por la división de Enel Generación Chile y la asignación del negocio fuera de Chile en Endesa Américas (Ver nota 4.2 y 23.1.1).

2) Reserva de transición a las NIIF: Estas reservas, que están asociadas a la transición a NIIF de Enel Generación Chile, se refieren fundamentalmente a:

- I. 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.
- II. Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Enel Brasil S.A. en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

Cabe mencionar que si bien es cierto la Sociedad adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Enel Generación Chile, esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 "Adopción por primera vez".

3) Reserva por combinaciones de negocio: Corresponde a los efectos provenientes de combinaciones de negocio bajo control común y compras de interés minoritario.

23.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras es el siguiente:

Participaciones no controladoras		Participación de Control			
		Patrimonio		Ganancias (Pérdidas)	
Compañías	%Particip. no controladoras	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	10.008.502	10.900.863	6.512.893	8.674.207
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	3,79%	-	20.589.138	-	2.840.348
Gas Atacama Chile S.A.	2,63%	18.789.260	-	2.547.670	-
Emgesa S.A. E.S.P.	73,13%	-	584.922.225	23.510.575	154.959.234
Generandes Perú	39,00%	-	118.101.218	5.488.220	19.466.375
Enel Generación Perú S.A.	16,40%	-	91.467.160	4.257.097	15.078.085
Chinango S.A.C.	20,00%	-	14.268.911	697.822	3.042.018
Enel Generación Costanera S.A.	24,32%	-	3.759.405	(1.729.294)	(242.897)
Enel Generación El Chocón S.A.	32,33%	-	48.208.347	7.090.623	35.783.793
Otras	-	-	3.482.905	498.339	2.551.535
Total		28.797.762	895.700.172	48.873.945	242.152.698

24. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ventas de energía	1.516.688.442	1.474.818.366
Generación	1.516.688.442	1.474.818.366
Clientes Regulados	1.180.042.597	1.081.142.280
Clientes no Regulados	234.641.908	243.596.910
Ventas de Mercado Spot	102.003.937	150.079.176
Otras ventas	64.638.599	24.293.133
Ventas de gas	64.443.715	23.797.122
Ventas de productos y servicios	194.884	496.011
Otras prestaciones de servicios	58.632.774	40.866.012
Peajes y transmisión	50.437.592	34.734.375
Otras prestaciones	8.195.182	6.131.637
Total Ingresos ordinarios	1.639.959.815	1.539.977.511

Otros Ingresos de Explotación	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Otros Ingresos	19.767.514	3.832.806
Total Otros Ingresos de explotación	19.767.514	3.832.806

25. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Compras de energía	(335.731.822)	(320.731.795)
Consumo de combustible	(295.148.838)	(327.502.996)
Gastos de transporte	(192.502.995)	(179.691.471)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(71.676.459)	(52.964.961)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(895.060.114)	(880.891.223)

26. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Gastos de personal	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Sueldos y salarios	(47.845.074)	(57.501.658)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(802.823)	(1.063.547)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(7.031.344)	(5.603.779)
Otros gastos de personal	(4.670.831)	(6.800.373)
Total	(60.350.072)	(70.969.357)

27. GASTOS POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Depreciaciones	(130.397.533)	(123.336.695)
Amortizaciones	(2.202.848)	(1.498.864)
Subtotal	(132.600.381)	(124.835.559)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(30.785.531)	9.793.652
Total	(163.385.912)	(115.041.907)

(*) Pérdidas por deterioro	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
(Pérdida) por deterioro activo fijo	(30.785.531)	10.165.210
Reversión (Pérdida) por deterioro activos financieros	-	(371.558)
Total	(30.785.531)	9.793.652

(*) Ver Nota 15.g.7,15.g.9 y 15.g.11

28. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Servicios profesionales independientes y externalizados	(31.529.339)	(35.580.482)
Otros Suministros y Servicios	(16.538.925)	(17.249.969)
Primas de seguros	(15.963.457)	(14.750.997)
Tributos y tasas	(3.589.932)	(5.897.231)
Reparaciones y conservación	(2.467.908)	(3.277.318)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(713.691)	(572.883)
Arrendamientos y cánones	(1.229.779)	(1.240.625)
Gastos de medioambiente	(1.341.773)	(2.806.941)
Castigo proyectos Huechún y Chillán (*)	(2.549.926)	-
Castigo de proyectos en curso (*)	(33.930.297)	(2.706.830)
Otros aprovisionamientos	(4.680.233)	(3.308.962)
Gastos de viajes	(1.974.202)	(2.057.192)
Indemnizaciones y multas	(2.793.753)	(890.392)
Total otros gastos por naturaleza	(119.303.215)	(90.339.822)

(*) Ver nota 15.g). 9 y 10

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del período. El monto de estos gastos 31 de diciembre de 2016 y 2015 ascendió a M\$ 36.674.837 y M\$ 4.413.727 respectivamente (ver Nota 36).

29. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ganancia por venta participación Tunel El Melón (*)	-	4.207.167
Ganancia por venta GNL Quintero (**)	121.325.018	-
Otros	165.956	(191.766)
Total Otras ganancias (pérdidas)	121.490.974	4.015.401

(*) Ver Notas 2.4.1 y 4.3

(**) Ver Nota 12.1.b)

30. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Ingresos Financieros	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo y otros medios equivalentes	2.150.797	152.518
Otros ingresos financieros	3.999.954	82.303
Total Ingresos Financieros	6.150.751	234.821

Costos Financieros	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Costos Financieros	(55.701.778)	(64.206.719)
Préstamos bancarios	(2.033.835)	(129.350)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(44.268.489)	(51.697.708)
Valoración derivados financieros	(824.922)	(1.725.211)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(705.211)	(759.311)
Gastos financieros activados (*)	3.001.211	2.221.329
Otros	(10.870.532)	(12.116.468)
Resultado por Unidades de Reajuste (a)	606.075	3.600.187
Diferencias de Cambio (b)	13.266.320	(53.880.472)
Positivas	48.546.664	26.738.738
Negativas	(35.280.344)	(80.619.210)
Total Costos Financieros	(41.829.383)	(114.487.004)
Total Resultado Financiero	(35.678.632)	(114.252.183)

(*) Ver Nota 15.d.1)

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajustes son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (a)	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	7.188.900	10.153.342
Otros activos no financieros	-	819.503
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	452.440	526.361
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.979.594	4.965.940
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(9.014.859)	(12.864.959)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	606.075	3.600.187

Diferencias de Cambio (b)	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	183.225	2.584.228
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	25.048.205	10.637.768
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	2.541.385	9.884.307
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(18.217.515)	(30.533.746)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	3.711.020	(46.453.029)
Total Diferencias de Cambio	13.266.320	(53.880.472)

31. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el estado de resultado integrales:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
(Gasto) por impuesto corriente	(135.594.643)	(49.317.727)
Ajustes al Impuesto Corriente del ejercicio Anterior	(295.585)	(7.068.433)
Otros Ingreso / (Gastos) por Impuesto Corriente	23.630.564	(32.386.954)
(Gasto) por impuestos corrientes, neto, total	(112.259.664)	(88.773.114)
Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	29.042.729	12.117.295
Total ingreso por impuestos diferidos	29.042.729	12.117.295
(Gasto) por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(83.216.935)	(76.655.819)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 16.a.

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 consolidados correspondiente al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	TASA %	31-12-2016 M\$	TASA %	31-12-2015 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		525.076.863		300.487.081
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(24,00%)	(126.018.446)	(22,50%)	(67.609.594)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	0,06%	330.353	-	-
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	7,51%	39.421.280	0,70%	2.118.333
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(1,95%)	(10.216.591)	(3,47%)	(10.419.563)
Efectos por ajustes a los impuestos diferidos de ejercicios anteriores	(0,06%)	(295.585)	(2,35%)	(7.068.433)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	2,58%	13.562.054	2,10%	6.323.438
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	8,15%	42.801.511	(3,01%)	(9.046.225)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(15,85%)	(83.216.935)	(25,51%)	(76.655.819)

32. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

32.1 Criterios de segmentación.

En el desarrollo de su actividad la organización de Enel Generación Chile se encuentra estructurada sobre la base del enfoque prioritario a su negocio principal, constituido por la generación de energía eléctrica. Teniendo presente la información diferenciada que es analizada por la Administración para la toma de decisiones, la información por segmentos se presenta siguiendo una distribución geográfica por país:

- Chile.
- Argentina. (discontinuada)
- Perú. (discontinuada)
- Colombia. (discontinuada)

Dado que la organización societaria de Enel Generación Chile coincide, básicamente, con la de los negocios y por tanto, del segmento geográfico, la información que se presenta a continuación se basa en la información financiera de las sociedades que integran cada segmento.

La información financiera por segmentos se ha preparado sobre la base de las mismas políticas contables utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile. En este contexto y considerando el proceso de restructuración societaria que llevo a cabo el grupo, descrito en nota 4.2, la información financiera relacionada a la operación en Chile se presenta como operaciones continuadas, en tanto que la información financiera relacionada con operaciones fuera de Chile se presenta como mantenida para distribución a los propietarios, en el caso de los activos y pasivos, y como operaciones discontinuadas, en el caso de las cuentas de resultados.



A continuación se presenta la información por segmentos.

32.2 Distribución por país

ACTIVOS	Chile		Argentina		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\$
ACTIVOS CORRIENTES	543.372.955	567.841.878	-	459.495.019	-	1.980.785.898	-	928.453.235	-	475.985.410	543.372.955	4.412.561.440
Efectivo y equivalentes al efectivo	114.486.479	37.425.233	-	-	-	-	-	-	-	-	114.486.479	37.425.233
Otros activos financieros corrientes	487.106	1.011.555	-	-	-	-	-	-	-	-	487.106	1.011.555
Otros activos no financieros, corriente	4.409.288	462.748	-	-	-	-	-	-	-	-	4.409.288	462.748
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	260.440.086	363.475.277	-	-	-	-	-	-	-	-	260.440.086	363.475.277
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	82.727.781	68.946.489	-	-	-	-	-	-	-	(78.763)	82.727.781	68.867.726
Inventarios corrientes	33.390.799	36.755.409	-	-	-	-	-	-	-	-	33.390.799	36.755.409
Activos por impuestos corrientes, corriente	34.438.408	14.857.462	-	-	-	-	-	-	-	-	34.438.408	14.857.462
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	12.993.008	44.907.705	-	459.495.019	-	1.980.785.898	-	928.453.235	-	476.064.173	12.993.008	3.889.706.030
ACTIVOS NO CORRIENTES	2.856.309.536	4.648.220.875	-	-	-	-	-	-	-	(1.782.011.982)	2.856.309.536	2.866.208.893
Otros activos financieros no corrientes	28.802.568	21.718.720	-	-	-	-	-	-	-	-	28.802.568	21.718.720
Otros activos no financieros no corrientes	12.318.443	3.387.709	-	-	-	-	-	-	-	-	12.318.443	3.387.709
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6.788.437	35.901	-	-	-	-	-	-	-	-	6.788.437	35.901
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	18.738.198	1.852.588.709	-	-	-	-	-	-	-	(1.806.872.338)	18.738.198	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	19.266.874	20.905.426	-	-	-	-	-	-	-	-	19.266.874	20.905.426
Plusvalía	24.860.356	-	-	-	-	-	-	-	-	24.860.356	24.860.356	24.860.356
Propiedades, planta y equipo	2.726.838.537	2.729.717.092	-	-	-	-	-	-	-	-	2.726.838.537	2.729.717.092
Activos por impuestos diferidos	18.696.123	19.867.318	-	-	-	-	-	-	-	-	18.696.123	19.867.318
TOTAL ACTIVOS	3.399.682.491	5.216.062.753	-	459.495.019	-	1.980.785.898	-	928.453.235	-	(1.306.026.572)	3.399.682.491	7.278.770.333

País	Chile		Argentina		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\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS												
PASIVOS CORRIENTES	555.777.465	650.993.509	-	289.631.652	-	1.180.904.567	-	355.978.337	-	50.367.430	555.777.465	2.527.875.495
Otros pasivos financieros corrientes	25.696.064	27.921.565	-	-	-	-	-	-	-	-	25.696.064	27.921.565
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	341.088.664	341.275.697	-	-	-	-	-	-	-	19.183.912	341.088.664	360.459.609
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	121.018.039	250.892.133	-	-	-	-	-	-	-	6.692.352	121.018.039	257.584.485
Otras provisiones corrientes	6.493.428	15.617.614	-	-	-	-	-	-	-	-	6.493.428	15.617.614
Pasivos por impuestos corrientes	61.457.940	14.484.736	-	-	-	-	-	-	-	-	61.457.940	14.484.736
Otros pasivos no financieros corrientes	23.330	23.330	-	-	-	-	-	-	-	-	23.330	23.330
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	778.434	-	289.631.652	-	1.180.904.567	-	355.978.337	-	24.491.166	-	1.851.784.156
PASIVOS NO CORRIENTES	1.114.144.777	1.177.739.370	-	-	-	-	-	-	-	29.265.389	1.114.144.777	1.207.004.759
Otros pasivos financieros no corrientes	854.016.751	917.197.790	-	-	-	-	-	-	-	-	854.016.751	917.197.790
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	1.453.022	7.389.664	-	-	-	-	-	-	-	(1.413.978)	1.453.022	5.975.686
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	251.527	97.186	-	-	-	-	-	-	-	-	251.527	97.186
Otras provisiones no corrientes	57.325.915	50.702.975	-	-	-	-	-	-	-	-	57.325.915	50.702.975
Pasivo por impuestos diferidos	185.277.005	187.080.339	-	-	-	-	-	-	-	30.679.367	185.277.005	217.759.706
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	15.820.557	15.271.416	-	-	-	-	-	-	-	-	15.820.557	15.271.416
PATRIMONIO NETO	1.729.760.249	3.387.329.874	-	169.863.367	-	799.881.331	-	572.474.898	-	(1.385.659.391)	1.729.760.249	3.543.890.079
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.729.760.249	3.387.329.874	-	169.863.367	-	799.881.331	-	572.474.898	-	(1.385.659.391)	1.700.962.487	2.648.189.907
Capital emitido	552.777.321	2.041.622.319	-	38.308.208	-	146.498.021	-	312.948.407	-	(1.207.662.870)	552.777.321	1.331.714.085
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.199.429.221	1.726.639.411	-	52.817.928	-	217.958.121	-	39.261.286	-	181.696.622	1.199.429.221	2.218.373.368
Primas de emisión	85.511.492	206.008.557	-	-	-	-	-	-	-	-	85.511.492	206.008.557
Otras reservas	(107.957.785)	(586.940.413)	-	78.737.231	-	435.425.189	-	220.265.205	-	(359.693.143)	(136.755.547)	(1.107.906.103)
PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.797.762	895.700.172
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	3.399.682.491	5.216.062.753	-	459.495.019	-	1.980.785.898	-	928.453.235	-	(1.306.026.572)	3.399.682.491	7.278.770.333

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



A continuación se presenta la información por segmentos.

País	Chile		Argentina		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\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES												
INGRESOS	1.659.727.329	1.543.810.317	-	-	-	-	-	-	-	-	1.659.727.329	1.543.810.317
Ingresos de actividades ordinarias	1.639.959.815	1.539.977.511	-	-	-	-	-	-	-	-	1.639.959.815	1.539.977.511
Ventas de energía	1.516.688.442	1.474.818.366	-	-	-	-	-	-	-	-	1.516.688.442	1.474.818.366
Otras ventas	64.638.599	24.293.133	-	-	-	-	-	-	-	-	64.638.599	24.293.133
Otras prestaciones de servicios	58.632.774	40.866.012	-	-	-	-	-	-	-	-	58.632.774	40.866.012
Otros ingresos	19.767.514	3.832.806	-	-	-	-	-	-	-	-	19.767.514	3.832.806
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(895.060.114)	(890.891.223)	-	-	-	-	-	-	-	-	(895.060.114)	(890.891.223)
Compras de energía	(335.731.822)	(320.731.795)	-	-	-	-	-	-	-	-	(335.731.822)	(320.731.795)
Consumo de combustible	(295.148.838)	(327.502.996)	-	-	-	-	-	-	-	-	(295.148.838)	(327.502.996)
Gastos de transporte	(192.502.995)	(179.691.471)	-	-	-	-	-	-	-	-	(192.502.995)	(179.691.471)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(71.676.459)	(52.964.961)	-	-	-	-	-	-	-	-	(71.676.459)	(52.964.961)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	764.667.215	662.919.094	-	-	-	-	-	-	-	-	764.667.215	662.919.094
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	9.758.304	15.250.810	-	-	-	-	-	-	-	-	9.758.304	15.250.810
Gastos por beneficios a los empleados	(60.350.072)	(70.969.357)	-	-	-	-	-	-	-	-	(60.350.072)	(70.969.357)
Otros gastos, por naturaleza	(119.303.215)	(90.339.822)	-	-	-	-	-	-	-	-	(119.303.215)	(90.339.822)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	594.772.232	516.860.725	-	-	-	-	-	-	-	-	594.772.232	516.860.725
Gasto por depreciación y amortización	(132.600.381)	(124.835.559)	-	-	-	-	-	-	-	-	(132.600.381)	(124.835.559)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(30.785.531)	9.793.652	-	-	-	-	-	-	-	-	(30.785.531)	9.793.652
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	431.386.320	401.818.818	-	-	-	-	-	-	-	-	431.386.320	401.818.818
RESULTADO FINANCIERO	(35.678.632)	(114.252.183)	-	-	-	-	-	-	-	-	(35.678.632)	(114.252.183)
Ingresos financieros	6.150.751	234.821	-	-	-	-	-	-	-	-	6.150.751	234.821
Efectivo y otros medios equivalentes	2.150.797	152.518	-	-	-	-	-	-	-	-	2.150.797	152.518
Otros ingresos financieros	3.999.954	82.303	-	-	-	-	-	-	-	-	3.999.954	82.303
Costos financieros	(55.701.778)	(64.206.719)	-	-	-	-	-	-	-	-	(55.701.778)	(64.206.719)
Préstamos bancarios	(2.033.835)	(129.350)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.033.835)	(129.350)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(44.268.489)	(51.697.708)	-	-	-	-	-	-	-	-	(44.268.489)	(51.697.708)
Otros	(9.399.454)	(12.379.661)	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.399.454)	(12.379.661)
Resultados por Unidades de Reajuste	606.075	3.600.187	-	-	-	-	-	-	-	-	606.075	3.600.187
Diferencias de cambio	13.266.320	(53.880.472)	-	-	-	-	-	-	-	-	13.266.320	(53.880.472)
Positivas	48.546.664	26.738.738	-	-	-	-	-	-	-	-	48.546.664	26.738.738
Negativas	(35.280.344)	(80.619.210)	-	-	-	-	-	-	-	-	(35.280.344)	(80.619.210)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	7.878.201	8.905.045	-	-	-	-	-	-	-	-	7.878.201	8.905.045
Otras ganancias (pérdidas)	121.490.974	4.015.401	-	-	-	-	-	-	-	-	121.490.974	4.015.401
Resultado de Otras Inversiones	121.457.430	4.309.205	-	-	-	-	-	-	-	-	121.457.430	4.309.205
Resultados en Ventas de Activos	33.544	(293.804)	-	-	-	-	-	-	-	-	33.544	(293.804)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	525.076.863	300.487.081	-	-	-	-	-	-	-	-	525.076.863	300.487.081
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(83.216.935)	(76.655.819)	-	-	-	-	-	-	-	-	(83.216.935)	(76.655.819)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	441.859.928	223.831.262	-	-	-	-	-	-	-	-	441.859.928	223.831.262
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	5.889.236	(5.111.984)	15.063.586	109.339.865	32.152.791	211.906.861	26.466.832	95.054.809	-	-	79.572.445	411.189.551
GANANCIA (PÉRDIDA)	447.749.164	218.719.278	15.063.586	109.339.865	32.152.791	211.906.861	26.466.832	95.054.809	-	-	521.432.373	635.020.813
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	447.749.164	218.719.278	15.063.586	109.339.865	32.152.791	211.906.861	26.466.832	95.054.809	-	-	521.432.373	635.020.813
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	472.558.428	392.868.115
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.873.945	242.152.698

País	Chile		Argentina		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\$
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO												
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	490.177.558	433.106.626	13.638.776	71.449.572	47.055.127	254.539.609	8.317.128	144.659.247	-	(2.540.818)	559.188.589	901.214.236
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(34.631.759)	(132.241.285)	(5.901.336)	(50.193.057)	(16.448.412)	(159.371.575)	(3.598.013)	(32.455.858)	-	(114.333.695)	(60.579.520)	(488.595.470)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(388.561.440)	(302.477.643)	(17.813.237)	(18.352.756)	(90.476.446)	(259.847.758)	(22.802.105)	(141.981.410)	-	116.874.513	(519.653.228)	(605.785.054)

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.

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	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	-	M\$	-	35.254.202	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	-	M\$	-	1.183.600	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Acreedor	Prenda	Deposito en dinero	M\$	-	M\$	-	435.681	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2016 Enel Generación Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos y al 31 de diciembre de 2015 el monto ascendía M\$ 13.903.028.

Al 31 de diciembre de 2016 Enel Generación Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 3.981.128.504 (M\$ 3.050.571.988 al 31 de diciembre de 2015).

33.2 Garantías Indirectas

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existen Garantías Indirectas.

33.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados, los principales litigios o arbitrajes en los que son partes las sociedades del Grupo son los siguientes:

a) Juicios pendientes Enel Generación Chile S.A. y Filiales:

1. En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de EGC, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de EGC un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberaños del lago Pirihueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado “Arrieta con Fisco y Otros” del 9° Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado “Jordán con Fisco y otros”, del 10° Juzgado Civil rol 1608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de EGC, relacionados con el Proyecto Neltume. En cuanto al estado procesal, con fecha 25 de septiembre de 2014 el Tribunal dictó sentencia desfavorable a la compañía, que en lo medular declara ilegal el derecho de aprovechamiento constituido por Resolución DGA N° 134 y ordena su cancelación en el Registro de Propiedad de Aguas del Conservador de Bienes Raíces correspondiente. En su contra, EGC presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales a la fecha aun se encuentran pendientes de vista.
2. Con fecha 12 de mayo de 2014, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (CELTA), actualmente Gas Atacama Chile S.A., presentó formalmente su demanda arbitral en contra de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, cuyo objeto es que el Tribunal Arbitral declare que a través de los contratos celebrados en 1995 y 2001, las partes han establecido una relación contractual de largo plazo, caracterizadas por el equilibrio económico que debe existir en sus prestaciones recíprocas y que, como consecuencia de lo anterior, los mayores costos que corresponde a la inversión que se debe realizar para dar cumplimiento a la norma de emisión contenida en el DS (MMA) N° 13, de 2011, deben ser compartidos por las partes, por lo cual la demandada debería comenzar a pagar hasta el vencimiento del contrato, un cargo fijo mensual que sume al 31 de marzo de 2020, la cantidad de US\$ 72.275.000, equivalentes a aprox. M\$ 48.385.944. por concepto de la parte proporcional de las inversiones que ella debe asumir como consecuencia del referido DS.

En cuanto al estado procesal, la demanda fue notificada con fecha 3 de julio de 2014. Con fecha 8 de agosto de 2014 Collahuasi contestó la demanda de Celta, e interpuso demanda reconvenzional en su contra. En ella, Collahuasi solicita al Tribunal declarar que la entonces Celta ha infringido la prohibición de invocar como precedente lo acordado en las modificaciones a los contratos de suministro de 2009, reservándose el derecho de discutir y probar el monto de los perjuicios. Con fecha 26 de agosto de 2014, Celta hoy Gas Atacama Chile S.A., presenta su réplica en la demanda principal y contesta la demanda reconvenzional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su réplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvenzional. Con fecha 1 de octubre de 2014, la demandante presentó su réplica a la demanda reconvenzional. Adicionalmente el Juez Árbitro formuló un cuestionario con preguntas a cada parte por separado y también con preguntas comunes.

Una vez que éstas fueron respondidas, el árbitro dio a las partes plazo hasta el 16 de enero de 2015 para objetar u observar las respuestas proporcionadas y los documentos acompañados de contrario. El Juez Árbitro entregó bases de acuerdo, las cuales analizadas por las partes fueron aceptadas, materializándose en un avenimiento en el mes de noviembre de 2016, que pone fin al litigio en forma definitiva. **Causa Terminada.**

3. En agosto de 2013 la Superintendencia chilena de Medio Ambiente formuló cargos en contra de EGC, alegando una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 y sus resoluciones complementarias y aclaratorias, que califican ambientalmente el “Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina”. Las alegadas infracciones dicen relación con el canal de descarga del sistema de refrigeración, el inoperativo el Desulfurizador de Bocamina I, la no remisión de información, superar el límite CO para Bocamina I impuesto para Bocamina II durante el mes de enero 2013, fallas en el cierre acústico perimetral de Bocamina I, emisión de ruidos y no contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central. EGC presentó un programa de cumplimiento, el cual no fue aprobado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la Superintendencia de Medio Ambiente reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos infracciones a los cargos ya formulados. EGC ha presentado su defensa, en diciembre de 2013, en la cual reconoce parcialmente algunas de estas infracciones (con el objeto de acogerse al beneficio de reducción de un 25% de la multa, en caso de reconocimiento) oponiéndose al resto. Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a EGC, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8.640,4 UTA. En su contra, EGC presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que con fecha 27 de marzo de 2015 dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. En contra de dicha resolución, la compañía dedujo recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, recurso que fue rechazado, confirmándose la sanción impuesta, salvo los cargos formulados por 1477 UTA, respecto de los cuales se postergó la decisión hasta el día 13 de diciembre de 2016, fecha en la cual se notificó del fallo de la Corte Suprema, confirmando la totalidad de la multa. Las 1477 UTA fueron íntegramente pagadas en el mes de diciembre de 2016. **Causa Terminada**

4. Mediante ORD N° 5705, de fecha 23.05.2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) formuló cargos en contra de Gas Atacama Chile S.A., por la entrega de información supuestamente errónea al CDEC-SING, respecto a los parámetros de Mínimo Técnico (MT) y Tiempo Medio de Operación (TMO) durante el periodo comprendido entre el 1° de enero de 2011 y el 29 de octubre de 2015. En su contra, Gas Atacama Chile S.A. presentó sus descargos, los cuales mediante Resolución SEC N° 014606, notificada con fecha 04.08.2016, fueron rechazados, cursando una multa por 120.000 UTM. No conformes con la resolución SEC que aplica la multa en referencia, la compañía interpuso recurso de reposición fundado ante la misma Superintendencia, el cual fue rechazado por la Superintendencia, mediante Resolución N° 15908, de fecha 02.11.2016, confirmando la totalidad de la multa impuesta. En contra de la antedicha resolución, la compañía dedujo reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, consignando para ello el 25% de la multa. A la fecha el citado reclamo de ilegalidad se encuentra pendiente de vista y resolución por parte de la Corte de Apelaciones de Santiago. La calificación de contingencia de pérdida de este asunto es probable.

La Administración de Gas Atacama Chile S.A. considera que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los 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.

La Administración de Enel Generación Chile considera que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los 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, incluyen la obligación de cumplir ciertos covenants 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 impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Generación Chile contienen cláusulas de cross default. La línea de crédito bajo ley chilena, que Enel Generación Chile suscribió en marzo de 2016, por UF 2,8 millones estipula que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir de Enel Generación Chile, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea 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. Esta línea no ha sido desembolsada.

Las líneas de crédito internacionales de Enel Generación Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscritas en julio 2014 y febrero 2016 y que expiran en julio de 2019 y febrero de 2020, respectivamente, tampoco hacen referencia a ninguna de sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar por incumplimiento de otra deuda de Enel Generación Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora de la otra deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de periodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido en cada contrato. Al 31 de diciembre de 2016, estas líneas de crédito no se encontraban desembolsadas.

En los bonos de Enel Generación Chile 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 Generación Chile, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 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 exigirlos los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Los Yankee Bonds de Enel Generación Chile vencen en 2027, 2024, 2037 y 2097. Para el caso del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default aumentó a US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 31 de diciembre de 2016, el monto adeudado por los Yankee Bonds totaliza M\$ 477.865.946.

Los bonos de Enel Generación Chile 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 los US\$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas. 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\$ 324.440.215.

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 satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene el Grupo 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.

Los bonos de Enel Generación Chile emitidos en Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y el Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2016, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,32.
- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de diciembre de 2016, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Enel Generación Chile fue de \$ 1.700.962 millones.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2016, la relación mencionada fue de 10,94.
- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enel Américas, y operaciones de asociadas de largo plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enel Américas; y ii) la suma de Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enel Américas, y operaciones de asociadas de largo plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enel Américas. Al 31 de diciembre de 2016, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 117,29 millones, indicando que Enel Américas es un deudor neto de Enel Generación Chile.

Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2016, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,32.
- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

La línea de crédito local (bajo ley chilena y que vence en abril de 2019) e internacionales (bajo ley del Estado de Nueva York que vencen en julio 2019 y febrero 2020, respectivamente) de Enel Generación Chile incluyen los siguientes covenants cuyas definiciones y fórmulas de cálculo, idénticas entre sí, se establecen en los respectivos contratos.

- Razón de endeudamiento: Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y Patrimonio Neto menor o igual a 1,4. 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 apalancamiento fue de 0,47.

- Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA): Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y EBITDA menor o igual a 6,5. 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, el ratio Deuda/EBITDA fue de 1,38.

Por su parte, los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de diciembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Chile era la Razón de Endeudamiento presente en las tres líneas de crédito.

El resto de compañías del Grupo 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 al 31 de diciembre de 2015, Enel Generación Chile 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 Otra Información

Centrales Hidroeléctricas de Aysén.

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén, en el que participa Enel Generación Chile, acogiendo algunas de las reclamaciones presentadas en contra de este proyecto. Como es de público conocimiento esta decisión fue recurrida ante los tribunales medioambientales de Valdivia y Santiago. El 28 de enero de 2015, se tomó conocimiento que se denegó parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (en adelante “Hidroaysén”) en el año 2008.

Enel Generación Chile ha manifestado su voluntad de impulsar en Hidroaysén la defensa de los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales que sean necesarias para este fin, y mantiene el convencimiento de que los recursos hídricos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, dada la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén, ya que depende tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no se está en condiciones de prever, por lo cual la inversión no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Enel Generación Chile. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2014, Enel Generación Chile registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de M\$ 69.066.857 (aproximadamente US\$ 121 millones), que permanece vigente al 31 de diciembre de 2016.

34. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enel Generación Chile, incluyendo la información relativa a las filiales y aquellas sociedades de negocio conjunto, en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 31 de diciembre de 2016 y 2015, era la siguiente:

País	31-12-2016				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	25	798	34	857	910
Argentina	-	26	-	26	27
Perú	-	-	-	-	-
Colombia	-	-	-	-	-
Total	25	824	34	883	937

País	31-12-2015				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	24	914	48	986	1.105
Argentina	6	456	70	532	531
Perú	15	245	-	260	264
Colombia	12	484	14	510	580
Total	57	2.099	132	2.288	2.480

Es importante destacar que las operaciones que Enel Generación Chile realiza fuera de Chile, a contar del 1 de marzo de 2016 pasaron a formar parte de una nueva sociedad denominada Endesa Américas S.A. (Ver notas 3.j, 4.2 y Anexo 2).



35. SANCIONES.

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

1. Enel Generación Chile

Al 31 de diciembre de 2016 se encuentran finalizados los procedimientos sancionatorios iniciados por la Superintendencia de Medio Ambiente, F-13 SMA Central Bocamina Enel Generación M\$ 818.547 (multa pagada). F-3, F-15 SMA Huasco y Diego de Almagro Enel Generación M\$ 303.446 (multa pagada). Asimismo se encuentra pagada la multa de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), por un monto de M\$1.387 por no dar respuesta a requerimiento de información.

Por otra parte, la SEREMI de Salud del Bío Bío, cursó 2 procesos sancionatorios de sumarios sanitarios, por deficiencias sanitarias detectadas en la central Bocamina. El primero de esos procesos sancionatorios es por la suma de M\$ 23.114 que se encuentra en etapa de reclamación ante Tribunales ordinarios, y el segundo de ellos por la suma de M\$ 9.245, se encuentra en etapa de resolución del recurso de reposición administrativa interpuesto por la compañía.

2. Gas Atacama Chile S.A.

Al 31 de diciembre de 2016 se encuentran finalizados los procesos sancionatorios seguidos por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) F -14 CELTA (actualmente Gas Atacama Chile S.A.), SMA por un monto de M\$ 30.749 (multa pagada) y el proceso F-17 SMA Central San Isidro, por un valor de M\$ 6.099 que también se encuentra pagado. Por su parte la Superintendencia de Electricidad y Combustibles sancionó a Gas Atacama S.A. por un monto de 400 UTM, equivalentes a M\$ 18.492 suma que ya fue pagada. A la fecha se encuentra pendiente el reclamo de ilegalidad interpuesto por Gas Atacama Chile S.A. en contra de la resolución SEC N° 15908, de fecha 02.11.2016, que cursa multa por un monto de 120.000 UTM, equivalentes a M\$ 5.541.960.

3. Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

No hay sanciones pendientes de resolución al 31 de diciembre de 2016.

4. Transquillota.

No hay sanciones pendientes de resolución al 31 de diciembre de 2016.

La sociedad y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la SVS, ni por otras autoridades administrativas.



36. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2016 M\$						31-12-2015 M\$
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
PEHUENCHE	Gastos medioambientales en centrales Hidroeléctricas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	6.515	-	6.515	-	-	6.515	16.877
GAS ATACAMA CHILE	Estudios, monitoreos y disposición de residuos	Higienización, tratamiento de residuos, sist.de gestión y control de plagas	Terminado	78.221	-	78.221	-	-	78.221	196.060
	Estudios, monitoreos y análisis de laboratorio	Retiro y disposición final de residuos sólidos en C. Térmicas	En proceso	169.743	-	169.743	-	-	169.743	127.053
	Planta ZLD (estudios)	Planta ZLD (estudios)	Terminado	13.470	13.470	-	-	-	13.470	-
	Centrales a carbón	Norma de emisiones (Desox y Denox Tarapacá)	En proceso	27.648.451	27.648.451	-	-	-	27.648.451	-
EOLICA CANELA	Gastos Medioambientales en CC.EE.	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso	94.770	-	94.770	-	-	94.770	11.376
Enel Generación Chile S.A	Gastos medioambientales en centrales Ciclo Combinado	Los principales gastos efectuados son: Bocamina U1-2: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorologica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validacion Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocineticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,	En proceso	567.616	-	567.616	-	-	567.616	2.457.430
	Gastos medioambientales en centrales Térmicas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	243.264	-	243.264	-	-	243.264	-
	Gastos medioambientales en centrales Hidroeléctricas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoelectricas (C.T.)	En proceso	181.644	-	181.644	-	-	181.644	-
	C.H. Ralco	Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Maipu	En proceso	4.497.330	4.497.330	-	-	-	4.497.330	1.051.017
	C.T. Tal Tal	Abatimiento Nox Taltal: Ingeniería, Obras Civiles y permisos	En proceso	3.173.813	3.173.813	-	-	-	3.173.813	12
Total				36.674.837	35.333.064	1.341.773	-	-	36.674.837	3.859.825

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2015 M\$						31-12-2014 M\$
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso ejercicio anterior
PEHUENCHE	Gastos medioambientales en centrales Hidroeléctricas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	16.877	-	16.877	-	-	16.877	522
	Gastos medioambientales en centrales Hidroeléctricas	Regularización instalaciones de combustible; Regularizacion sistema de agua y alcantarillado; Regularización pozos de captación; Fabricación e instalacion cubetos derrame de acidos; Normalizacion cercado sitio arqueolog	En proceso	361.712	361.712	-	-	-	361.712	-
Enel Generación Chile S.A	Gastos medioambientales en centrales	Tratamiento de residuos, higienización	En proceso	2.455.575	-	2.455.575	-	-	2.455.575	1.703.168
	CT Bocamina	Monitoreo de emisiones, proyecto cems, abatimiento NOX	En proceso	1.855	1.855	-	-	-	1.855	20.335.487
	Proyecto Cems	Proyecto Cems C.T. Quintero	En proceso	33	33	-	-	-	33	286.750
		Proyecto Cems C.T. San Isidro II	En proceso	16	16	-	-	-	16	108.973
		Proyecto Cems C.T. Tal Tal	En proceso	12	12	-	-	-	12	1.401.989
	Regularizaciones C.H.	Regularizaciones C.H.	En proceso	155.485	155.485	-	-	-	155.485	-
	Regularizaciones C.H. Ralco	Programa Social Reforestación y Restauraciones camino bay pass Palmucho Chenqueco; reconstruccion Puente Lonquimay.	En proceso	1.051.017	61	-	-	-	1.051.017	-
CELTA	Tratamiento de residuos	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio retiro y disposición residuos	Terminado	196.060	-	196.060	-	-	196.060	380.554
	Tratamiento residuos	Retiro de residuos domésticos e industriales no peligrosos	Terminado	127.053	-	127.053	-	-	127.053	-
	Abatimiento de Nox (quemadores LNF+OFA), desulfurizador y monitoreo de emisiones CEMS	Abatimiento de Nox (quemadores LNF+OFA), desulfurizador y monitoreo de emisioes CEMS	Terminado	9.624	9.624	-	-	-	9.624	10.531.670
	Reforestación (RCA) Ojos de agua	Reforestación (RCA) Ojos de agua	Terminado	27.032	27.032	-	-	-	27.032	-
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso	11.376	-	11.376	-	-	11.376	16.079
Total				4.413.727	555.830	2.806.941	-	-	4.413.727	34.765.192



37. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2016 y 2015, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

	Saldo al 31 de diciembre de 2016												
	Estados Financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	35.730.340	193.496.141	229.226.481	(43.012.321)	(50.044.060)	(136.170.100)	(229.226.481)	155.568.982	(23.529.449)	88.610.786	-	88.610.786
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	219.980.554	(139.960.874)	61.981.668	(924.812)	61.056.856
Grupo GasAtacama Chile S.A.	Consolidado	195.487.529	662.442.813	857.930.342	(86.380.335)	(89.573.087)	(681.976.920)	(857.930.342)	173.489.754	(87.098.923)	43.329.082	(1.779.413)	41.549.669

	Saldo al 31 de diciembre de 2015												
	Estados Financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	63.745.589	201.366.300	265.111.889	(62.820.897)	(51.972.920)	(150.318.072)	(265.111.889)	193.189.705	(28.569.912)	118.016.421	33.526	118.049.947
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Consolidado	82.875.363	509.275.829	592.151.192	(115.138.485)	(44.379.433)	(432.633.274)	(592.151.192)	230.852.534	(139.555.849)	70.262.390	(624)	70.261.766
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)	46.215.560	(3.059.806)	43.155.754
Enel Argentina S.A.	separado	1.814.204	32.328.045	34.142.249	(616.318)	-	(33.525.931)	(34.142.249)	-	-	622.972	(10.352.540)	(9.729.568)
Enel Generación Costanera S.A.	separado	27.559.412	142.918.106	170.477.518	(102.001.988)	(53.611.202)	(14.864.328)	(170.477.518)	100.856.664	(4.598.130)	(998.809)	(4.729.767)	(5.728.576)
Hidroinvest S.A.	separado	575.373	11.429.899	12.005.272	(452.427)	-	(11.552.845)	(12.005.272)	-	-	21.877	(3.570.020)	(3.548.143)
Enel Generación el Chocón S.A.	separado	44.240.854	240.460.115	284.700.969	(71.433.902)	(63.908.193)	(149.358.874)	(284.700.969)	40.004.655	(4.574.336)	110.802.880	(44.667.506)	66.135.374
Southern Cone Power Argentina S.A.	separado	8.003	575.537	583.540	(12.826)	-	(570.714)	(583.540)	-	-	(7.151)	(176.471)	(183.622)
Emgesa 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)	211.896.264	(91.252.276)	120.643.988
Generandes Perú S.A.	separado	1.945.582	225.170.087	227.115.669	(1.364.513)	-	(225.751.156)	(227.115.669)	-	-	42.044.140	4.890.902	46.935.042
Enel Generación Perú S.A.	separado	111.421.412	723.995.979	835.417.391	(117.775.269)	(188.814.672)	(528.827.450)	(835.417.391)	343.761.564	(143.234.611)	91.161.037	4.059.334	95.220.371
Chinango S.A.C.	separado	7.647.526	112.688.111	120.335.637	(8.369.365)	(40.621.719)	(71.344.553)	(120.335.637)	39.114.967	(8.235.270)	15.210.089	(708.295)	14.501.794
Grupo Generandes Perú	Consolidado	120.047.319	808.405.916	928.453.235	(126.541.945)	(229.436.392)	(572.474.899)	(928.453.236)	382.452.709	(151.046.058)	95.054.809	(9.131.696)	85.923.113
Grupo Enel 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)	109.347.016	(50.970.094)	58.376.922



38. HECHOS POSTERIORES.

En relación al contrato de compraventa de acciones de Electrogas S.A. (ver nota 4.1), con fecha 7 de febrero de 2017 se llevó a cabo el cierre definitivo y el traspaso de las acciones que Enel Generación Chile mantenía en Electrogas S.A., representativa de un 42,5% del capital de dicha sociedad, a Aerio Chile.

El precio de la compraventa aplicable de conformidad con los términos y condiciones del contrato de compraventa de acciones, ascendió a la cantidad de USD180 millones y quedó pagado con esta misma fecha. El efecto financiero de la operación, ajustado a esta fecha según tipo de cambio, representa para Enel Generación Chile una utilidad neta equivalente a aproximadamente USD 121 millones.

No se han producido otros hechos posteriores significativos ente el 1 de enero de 2017 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros.



ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE:

Este anexo es parte de la Nota 2.4 “sociedades filiales”.

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	Saldo al 31 de diciembre de 2016			Saldo al 31 de diciembre de 2015			Relación	País	Actividad
			% Control			% Control					
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%	0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (4)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	96,21%	0,00%	96,21%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
96.830.980-3	Gas Atacama Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
76.676.750-8	GNL Norte S.A. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible
77.032.280-4	Gasoducto TalTal S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural
96.905.700-K	Progas S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Transporte y Distribución Comercial de Gas Natural
78.932.860-9	Gas Atacama S.A.(3)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (3)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	50,00%	50,00%	100,00%	Filial	Chile	Generación de Energía y Transporte de Gas Natural
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
Extranjera	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.) (6) (7)	Peso Argentino	0,00%	0,34%	0,34%	99,66%	0,34%	100,00%	Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A. (7)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	98,00%	2,00%	100,00%	Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.(ex - Edegel) (5)	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	29,40%	54,20%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P. (5)	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	56,43%	0,00%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjera	Emgesa Panama S.A. (5)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Colombia	Compra Venta de Energía Eléctrica
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.(5)	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	94,95%	94,95%	Filial	Colombia	Administración de Puertos
Extranjera	Enel Generación EL Chocón S.A. (ex - Hidroeléctrica El Chocón S.A.)(5)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	2,48%	65,19%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjera	Hidroinvest S.A.(5)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	41,94%	54,15%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Ingenseda do Brasil Ltda.(5)	Real	0,00%	0,00%	0,00%	1,00%	99,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex - Central Costanera S.A.)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	24,85%	50,82%	75,67%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
Extranjera	Chinango S.A.C.(5)	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjera	Generandes Perú S.A.(5)	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	61,00%	0,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera

(1) Con fecha 1 de septiembre de 2016 Gasoducto TalTal S.A. y Progas S.A. fueron fusionadas con Gas Atacama Chile .S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

(2) Con fecha 12 de septiembre de 2016 GNL Norte fue fusionada con Gas Atacama Chile .S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

(3) Con fecha 1 de octubre de 2016 Inversiones Gas Atacama Holding Ltda y Gas Atacama S.A. fueron fusionadas con Gas Atacama Chile .S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

(4) Con fecha 1 de Noviembre de 2016 Compañía Eléctrica Tarapacá S.A fue fusionada con Gas Atacama Chile .S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

(5) Ver nota 4.2

(6) La compañía dejó de ser una filial en el año 2016, sin embargo se convirtió en una asociada. Se ejerce una influencia significativa a través del control de la sociedad por parte de Enel Generación Chile.

(7) Ver Nota 12.1.a)



ANEXO N° 2 VARIACIONES DEL PERIMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Este anexo corresponde a la Nota 2.4.1 “Variaciones del perímetro de consolidación”.

Exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2016 y 2015:

Sociedad	Saldo al 31 de diciembre de 2016				Saldo al 31 de diciembre de 2015			
	% Control				% Control			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.(1)	-	-	-	-	99,99%	0,01%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A.(2)	-	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
GNL Norte S.A.(2)	-	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
Progas S.A.(2)	-	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
GNL Quintero S.A.(3)	-	20,00%	20,00%	Método de Participación	-	-	-	-
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.(2)	96,21%	0,00%	96,21%	Integración global	-	-	-	-
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.(2)	50,00%	50,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
GasAtacama S.A.(2)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
Southern Cone Power Argentina S.A. (6)	98,00%	2,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
Emgesa S.A. E.S.P. (4)	56,43%	0,00%	56,43%	Integración global	-	-	-	-
Emgesa Panama S.A. (4)	0,00%	56,43%	56,43%	Integración global	-	-	-	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (4)	0,00%	94,95%	94,95%	Integración global	-	-	-	-
Enel Generación el Chocón S.A. (ex - Hidroeléctrica El Chocón S.A.) (4)	2,48%	65,19%	67,67%	Integración global	-	-	-	-
Hidroinvest S.A. (4)	41,94%	54,15%	96,09%	Integración global	-	-	-	-
Enel Generación Costanera S.A. (ex - Central Costanera S.A.)	24,85%	50,82%	75,67%	Integración global	-	-	-	-
Ingendesa do Brasil Ltda. (4)	1,00%	99,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
Enel Generación Perú S.A. (ex - Edegel) (4)	29,40%	54,20%	83,60%	Integración global	-	-	-	-
Chinango S.A.C. (4)	0,00%	80,00%	80,00%	Integración global	-	-	-	-
Generandes Perú S.A. (4)	61,00%	0,00%	61,00%	Integración global	-	-	-	-
Distrilec Inversora S.A. (4)	0,89%	0,00%	0,89%	Método de Participación	-	-	-	-
Enel Trading Argentina S.R.L. (ex-Endesa Cemsa S.A.) (4)	0,00%	45,00%	45,00%	Método de Participación	-	-	-	-
Enel Argentina S.A. (ex Endesa Argentina S.A.) (5) (6)	99,66%	0,34%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
Central Térmica Manuel Belgrano (4)	0,00%	24,18%	24,18%	Método de Participación	-	-	-	-
Central Térmica San Martín (4)	0,00%	24,18%	24,18%	Método de Participación	-	-	-	-
Central Vuelta Obligada S.A. (4)	0,00%	3,45%	3,45%	Método de Participación	-	-	-	-
Enel Brasil S.A. (4)	34,64%	4,00%	38,64%	Método de Participación	-	-	-	-

(1) Ver Nota 4.3

(2) Ver Anexo N°1.

(3) Ver Nota 12.1.b)

(4) Ver Nota 4.2

(5) La compañía dejó de ser una filial en el año 2016, sin embargo se convirtió en una asociada. Se ejerce una influencia significativa a través del control de la sociedad por parte de Enel Generación Chile.

(6) Ver Nota 12.1.a)



ANEXO N° 3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:

Este anexo corresponde a la Nota 3.h “Inversiones contabilizadas por el método de la participación”.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	Saldo al 31 de diciembre de 2016			Saldo al 31 de diciembre de 2015			Relación	País	Actividad
			%Participación			%Participación					
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	51.00%	0.00%	51.00%	51.00%	0.00%	51.00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Dólar	42.50%	0.00%	42.50%	42.50%	0.00%	42.50%	Asociadas	Chile	Sociedad de Cartera
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Dólar	33.33%	0.00%	33.33%	33.33%	0.00%	33.33%	Asociadas	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.(2)	Dólar	20.00%	0.00%	20.00%	20,00%	0.00%	20.00%	Asociadas	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado
Extranjera	Distrilec Inversora S.A. (3)	Peso Argentino	0.00%	0.00%	0.00%	0.89%	0.00%	0.89%	Asociadas	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L (ex - Endesa Cemsa S.A.) (3)	Peso Argentino	0,00%	0.00%	0.00%	0,00%	45,00%	45.00%	Argentina	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano (3)	Peso Argentino	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	24.18%	24.18%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica San Martín (3)	Peso Argentino	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	24.18%	24.18%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A. (3)	Peso Argentino	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	3.45%	3.45%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjera	Enel Brasil S.A. (3)	Real	0.00%	0.00%	0.00%	34.64%	4.00%	38.64%	Asociadas	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A. (5)	Peso Argentino	2.00%	0.00%	2.00%	98.00%	2.00%	100.00%	Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.) (4) (5)	Peso Argentino	0.00%	0.34%	0.34%	99.66%	0.34%	100.00%	Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera

(1) Ver Nota 4.1

(2) Ver Nota 12.1.b)

(3) Ver Nota 4.2

(4) La compañía dejó de ser una filial en el año 2016, sin embargo se convirtió en una asociada. Se ejerce una influencia significativa a través del control de la sociedad por parte de Enel Generación Chile.

(5) Ver Nota 12.1.a)



ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:

Este anexo corresponde a la Nota 17 “Otros pasivos financieros”.

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al	Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
				M\$	M\$	31-12-2016	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2016	M\$	M\$	31-12-2015	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2015
Chile	Ch\$	6,00%	No	4.181	-	4.181	-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	-	-	-	-	-
Total				4.181	-	4.181	-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	-	-	-	-	-

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31-12-2016									31-12-2015									
								Corriente			No Corriente						Corriente			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	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	2.133	-	2.133	-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco de Crédito e Inversiones	Chile	Ch\$	6,00%	2.048	-	2.048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total								M\$	4.181	-	4.181	-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	-	-	-	-	-



b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

- Resumen de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente										No Corriente										Corriente										No Corriente									
				Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2016	Vencimiento		Total No Corriente al 31-12-2016	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2015	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2015	Vencimiento		Total No Corriente al 31-12-2015	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2014	Vencimiento		Total No Corriente al 31-12-2014																			
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años		Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años	Uno a Tres Meses		Tres a Doce Meses	Uno a Dos Años		Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años		Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años												
				MS	MS		MS	MS		MS	MS		MS	MS		MS	MS		MS	MS		MS	MS		MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS												
Chile	U.S.	6,90%	No	7.264.786	21.794.359	29.059.145	29.059.146	29.059.146	29.059.146	641.348.382	757.584.966	7.218.857	21.956.571	29.275.427	29.275.427	29.275.427	29.275.427	29.275.427	29.275.427	621.386.294	944.488.002	944.488.002																					
Chile	U.F.	5,48%	No	6.466.190	24.665.200	31.131.360	30.632.431	53.611.843	51.316.337	49.020.830	305.390.728	489.972.169	7.420.915	27.355.985	34.776.900	34.213.890	33.650.880	55.868.495	53.284.158	359.246.902	536.264.325																						
Total				13.730.946	46.459.559	60.190.505	59.691.577	82.670.989	80.375.483	78.079.976	946.739.110	1.247.557.135	14.739.772	49.312.556	64.052.328	63.489.317	62.926.307	85.143.922	82.559.585	1.186.633.196	1.480.752.327																						

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31-12-2016										31-12-2015									
									Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente						
									Menos de 90 días	Corriente 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	Corriente 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		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,88%	No	2.832.647	8.497.942	11.330.589	11.330.590	11.330.590	11.330.590	11.330.590	196.227.387	241.549.747	2.879.332	8.637.995	11.517.327	11.517.326	11.517.326	11.517.326	11.517.326	217.149.037	263.218.341		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,33%	No	903.234	2.709.703	3.612.937	3.612.937	3.612.937	3.612.937	3.612.937	93.701.216	108.152.964	919.193	2.757.578	3.676.771	3.676.770	3.676.770	3.676.770	3.676.770	90.711.728	105.418.808		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,13%	No	574.765	1.724.294	2.299.059	2.299.059	2.299.059	2.299.059	2.299.059	56.341.806	65.538.042	584.223	1.752.670	2.336.893	2.336.894	2.336.894	2.336.894	2.336.894	196.474.523	205.822.099		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,25%	No	2.954.140	8.862.420	11.816.560	11.816.560	11.816.560	11.816.560	11.816.560	295.077.973	342.344.213	2.936.109	8.808.328	11.744.437	11.744.437	11.744.437	11.744.437	11.744.437	323.051.006	370.028.754		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander - 317 Serie-H	Chile	U.F.	6,20%	No	1.525.571	9.843.433	11.369.004	10.870.075	10.371.146	9.872.218	9.373.289	52.887.199	93.373.927	1.862.265	10.680.034	12.542.299	11.979.289	11.416.279	10.853.268	10.290.258	63.261.536	107.800.630		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander 522 Serie-H	Chile	U.F.	4,75%	No	4.940.589	14.821.767	19.762.356	19.762.356	43.240.697	41.444.119	39.647.541	252.503.529	396.598.242	5.558.650	16.675.951	22.234.601	22.234.601	22.234.601	45.015.227	42.993.900	295.985.366	428.463.495		
Total									M\$	13.730.946	46.459.559	60.190.505	59.691.577	82.670.989	80.375.483	78.079.976	946.739.110	1.247.557.135	14.739.772	49.312.556	64.052.328	63.489.317	62.926.307	85.143.922	82.559.585	1.186.633.196	1.480.752.327	



c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31-12-2016										31-12-2015							
								Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente				
								Menos de 90 días M\$	Corriente más de 90 días M\$	Total Corriente 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\$	Total No Corriente M\$	Menos de 90 días M\$	Corriente más de 90 días M\$	Total Corriente 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\$	Total No Corriente M\$
91.081.000	Enel Generación Chile S.A.	Chile	76.555.400	Transelec S.A	Chile	US\$	6,50%	734.006	2.200.827	2.934.833	2.931.533	2.928.019	2.924.276	2.920.289	7.777.314	19.481.431	732.936	2.203.853	2.936.789	2.950.745	2.965.609	2.981.438	2.998.297	11.193.448	23.089.537
								734.006	2.200.827	2.934.833	2.931.533	2.928.019	2.924.276	2.920.289	7.777.314	19.481.431	732.936	2.203.853	2.936.789	2.950.745	2.965.609	2.981.438	2.998.297	11.193.448	23.089.537



ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Generación Chile.

El detalle de los activos 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			9.448.384	9.800.146
	Dólares	Pesos chileno	4.640.978	4.268.962
	Peso Argentino	Pesos chileno	4.807.406	5.531.184
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por			50.976.270	64.125.614
	Dólares	Pesos chileno	50.976.270	64.125.614
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			16.780.275	17.068.654
	Dólares	Pesos chileno	16.780.275	17.068.654
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			77.204.929	90.994.414
TOTAL ACTIVOS			77.204.929	90.994.414



El detalle de los pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

			31-12-2016									31-12-2015								
			Pasivos Corrientes			Pasivos No Corrientes						Pasivos Corrientes			Pasivos No Corrientes					
			Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	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	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	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
	Moneda extranjera	Moneda funcional	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS
PASIVOS																				
Otros pasivos financieros	Dólares		7.998.792	23.995.186	31.993.978	31.990.679	31.987.165	31.983.422	31.979.435	649.125.696	777.066.397	8.051.793	24.160.424	32.212.217	32.226.172	32.241.036	32.256.865	32.273.724	838.579.742	967.577.539
	Dólares	Pesos chileno	7.998.792	23.995.186	31.993.978	31.990.679	31.987.165	31.983.422	31.979.435	649.125.696	777.066.397	8.051.793	24.160.424	32.212.217	32.226.172	32.241.036	32.256.865	32.273.724	838.579.742	967.577.539
TOTAL PASIVOS			7.998.792	23.995.186	31.993.978	31.990.679	31.987.165	31.983.422	31.979.435	649.125.696	777.066.397	8.051.793	24.160.424	32.212.217	32.226.172	32.241.036	32.256.865	32.273.724	838.579.742	967.577.539



ANEXO N°6 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Generación Chile.

a) Estratificación de la cartera.

- Por antigüedad de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2016											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Cuentas Comerciales bruto	179.498.352	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	20.108.963	214.479.114	5.751.510
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.314.311)	(1.314.311)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	47.275.283	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47.275.283	1.036.927
Total	226.773.635	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	18.794.652	260.440.086	6.788.437

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2015											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Cuentas Comerciales bruto	204.629.475	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	65.994.520	271.783.505	35.901
Provisión de deterioro	(55.494)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.493.698)	(1.549.192)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	93.240.964	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93.240.964	-
Total	297.814.945	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	64.500.822	363.475.277	35.901



- 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	
	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
al día	402	185.249.862	-	-	402	185.249.862	355	204.665.376	-	-	355	204.665.376
Entre 1 y 30 días	91	2.770.582	-	-	91	2.770.582	161	1.110.952	-	-	161	1.110.952
Entre 31 y 60 días	62	1.165.177	-	-	62	1.165.177	18	199	-	-	18	199
Entre 61 y 90 días	55	773.502	-	-	55	773.502	6	11.659	-	-	6	11.659
Entre 91 y 120 días	41	900.093	-	-	41	900.093	43	175	-	-	43	175
Entre 121 y 150 días	85	5.101.117	-	-	85	5.101.117	35	345	-	-	35	345
Entre 151 y 180 días	87	13.609	-	-	87	13.609	2	2	-	-	2	2
Entre 181 y 210 días	29	553.986	-	-	29	553.986	3	12	-	-	3	12
Entre 211 y 250 días	26	3.593.733	-	-	26	3.593.733	120	36.166	-	-	120	36.166
superior a 251 días	80	20.108.963	-	-	80	20.108.963	20	65.994.520	-	-	20	65.994.520
Total	958	220.230.624	-	-	958	220.230.624	763	271.819.406	-	-	763	271.819.406

b) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión cartera no repactada	-	371.558
Recuperos del período	-	-
Total	-	371.558



c) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	31-12-2016		31-12-2015	
	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	-	-	12	12
Monto de las operaciones M\$	-	-	371.558	371.558



ANEXO N°6.1 DETALLE DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Generación Chile.

a) Estratificación de la cartera.

- Por antigüedad de los Cuentas comerciales:

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2016												
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad 251-364 días M\$	Morosidad Mayor a 365 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Cuentas Comerciales Generación y Transmisión	179.498.352	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	10.508.696	214.479.114	5.751.510
-Grandes Clientes	179.482.500	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	10.508.696	214.463.262	5.723.943
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	15.852	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.852	27.567
Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.314.311)	-	(1.314.311)	-
Servicios no facturados	125.367.509	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125.367.509	3.308.454
Servicios facturados	54.130.843	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	10.508.696	89.111.605	2.443.056
Total Cuentas Comerciales Brutos	179.498.352	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	10.508.696	214.479.114	5.751.510
Total Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.314.311)	-	(1.314.311)	-
Total Cuentas Comerciales Netos	179.498.352	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	8.285.956	10.508.696	213.164.803	5.751.510

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2015												
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad a 251-364 días M\$	Morosidad Mayor a 365 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Cuentas Comerciales Generación y Transmisión	204.629.475	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	65.994.520	-	271.783.505	35.901
-Grandes Clientes	204.609.906	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	65.994.520	-	271.763.936	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	19.569	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.569	35.901
Provision Deterioro	(55.494)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.493.698)	-	(1.549.192)	-
Servicios no facturados	169.489.606	-	-	-	-	-	-	-	-	390.612	-	169.880.218	-
Servicios facturados	99.265.483	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	1.478.294	-	101.903.287	35.901
Total Cuentas Comerciales Brutos	204.629.475	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	65.994.520	-	271.783.505	35.901
Total Provisión Deterioro	(55.494)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.493.698)	-	(1.549.192)	-
Total Cuentas Comerciales Netos	204.573.981	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	64.500.822	-	270.234.313	35.901



Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	31-12-2016										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	179.498.352	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	20.108.963	214.479.114
-Grandes Clientes	179.482.500	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	20.108.963	214.463.262
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	15.852	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.852
Total cartera bruta	179.498.352	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	20.108.963	214.479.114

Tipos de cartera	31-12-2015										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	204.629.475	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	65.994.520	271.783.505
-Grandes Clientes	204.609.906	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	65.994.520	271.763.936
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	19.569	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.569
Total cartera bruta	204.629.475	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	65.994.520	271.783.505



ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJES:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Generación Chile

País	Chile				Colombia				Perú				Argentina				Total			
	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	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
BALANCE	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	29.836.181	5.522.921	34.406.648	5.631.953	-	-	MS	-	-	-	MS	-	-	-	-	-	29.836.181	5.522.921	34.406.648	5.631.953
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	111.304.041	19.109.490	123.429.202	28.572.415	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	111.304.041	19.109.490	123.429.202	28.572.415
Operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Activo estimado	141.140.222	24.632.411	157.835.850	34.204.368	-	-	-	-	-	-	28.793.710	8.819.173	-	3.800.557	114.662	-	141.140.222	24.632.411	240.813.848	43.138.203
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	17.499.611	191.057	3.685.869	5.400.614	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.499.611	191.057	3.685.869	5.400.614
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	20.844.033	37.425.664	24.944.506	37.803.719	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.844.033	37.425.664	24.944.506	37.803.719
Operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.255.942	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pasivo estimado	38.343.644	37.617.321	28.630.375	43.204.333	-	-	-	-	-	-	5.255.942	-	-	-	-	-	38.343.644	37.617.321	34.681.736	52.198.979
											1.176.124	3.590.591	-	4.875.237	148.113	-				
											1.176.124	3.590.591	-	4.875.237	148.113	-				

País	Chile				Total			
	31-12-2016		31-12-2015		31-12-2016		31-12-2015	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
RESULTADO	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS
Venta Energía	141.140.222	24.632.411	131.440.713	23.919.361	141.140.222	24.632.411	131.440.713	23.919.361
Compra de Energía	38.343.644	37.687.588	28.630.375	43.204.333	38.343.644	37.687.588	28.630.375	43.204.333



ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Generación Chile.

Proveedores con pagos al día	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	-	90.386.018	-	90.386.018	-	122.490.300	-	122.490.300
Más de 365 días	-	-	-	-	-	14.290.685	-	14.290.685
Total	-	90.386.018	-	90.386.018	-	136.780.985	-	136.780.985