ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

Correspondientes al período terminado al 30 de Septiembre de 2016

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

Miles de Pesos

Contenido:

- Estados Financieros Consolidados Intermedios
- Estados de Resultados Integrales Consolidados
- Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios

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

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificados al 30 de septiembre de 2016 (No Auditado) y 31 de diciembre de 2015

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	110.174.499	37.425.233
Otros activos financieros, corrientes	8	1.238.700	1.011.555
Otros activos no financieros, corrientes		5.493.119	462.748
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	9	317.899.195	363.475.277
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	79.921.284	68.867.726
Inventarios	11	32.672.748	36.755.409
Activos por impuestos, corrientes	12	17.844.250	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	-	3.889.706.030
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**565.243.795**	**4.412.561.440**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros, no corrientes	8	29.216.577	21.718.720
Otros activos no financieros, no corrientes		5.383.527	3.387.709
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	9	28.256	35.901
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	10	14.603.853	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	29.874.294	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	18.225.742	20.905.426
Plusvalía	15	24.860.356	24.860.356
Propiedades, planta y equipo	16	2.741.170.983	2.729.717.092
Activos por impuestos diferidos	17	17.976.640	19.867.318
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**2.881.340.228**	**2.866.208.893**
TOTAL ACTIVOS		**3.446.584.023**	**7.278.770.333**

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

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificados al 30 de septiembre de 2016 (No Auditado) y 31 de diciembre de 2015

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, corrientes	18	28.612.141	27.921.565
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	21	306.450.416	360.459.609
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	57.755.797	257.584.485
Otras provisiones, corrientes	22	11.587.673	15.617.614
Pasivos por impuestos, corrientes	12	45.684.029	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		**450.113.386**	**2.527.875.495**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, no corrientes	18	946.070.971	917.197.790
Otras cuentas por pagar, no corrientes	21	1.661.677	5.975.686
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	10	251.527	97.186
Otras provisiones, no corrientes	22	56.682.718	50.702.975
Pasivo por impuestos diferidos	17	196.629.636	217.759.706
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	23	14.140.820	15.271.416
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**1.215.437.349**	**1.207.004.759**
TOTAL PASIVOS		**1.665.550.735**	**3.734.880.254**
PATRIMONIO			
Capital emitido	24	552.777.321	1.331.714.085
Ganancias acumuladas		1.266.224.844	2.218.373.368
Primas de emisión	24	85.511.492	206.008.557
Otras reservas	24	(155.483.472)	(1.107.906.103)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**1.749.030.185**	**2.648.189.907**
Participaciones no controladoras		**32.003.103**	**895.700.172**
TOTAL PATRIMONIO		**1.781.033.288**	**3.543.890.079**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**3.446.584.023**	**7.278.770.333**

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

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (No Auditados)
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - septiembre		julio-septiembre	
		2016 M$	2015 (*) Re-expresados M$	2016 M$	2015 (*) Re-expresados M$
Ingresos de actividades ordinarias	25	1.267.497.466	1.127.912.681	424.234.859	395.544.251
Otros ingresos	25	8.748.361	3.485.213	3.526.769	286.093
Total de Ingresos Operacionales		**1.276.245.827**	**1.131.397.894**	**427.761.628**	**395.830.344**
Materias primas y consumibles utilizados	26	(708.502.443)	(712.863.644)	(220.990.879)	(184.142.770)
Margen de Contribución		**567.743.384**	**418.534.250**	**206.770.749**	**211.687.574**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		7.021.950	11.759.208	1.682.310	4.120.576
Gastos por beneficios a los empleados	27	(44.141.243)	(54.486.923)	(13.499.430)	(18.367.646)
Gasto por depreciación y amortización	28	(99.519.620)	(91.294.435)	(33.498.385)	(32.307.863)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	-	109.557	-	-
Otros gastos, por naturaleza	29	(91.096.123)	(55.279.563)	(55.524.887)	(19.119.575)
Resultado de Explotación		**340.008.348**	**229.342.094**	**105.930.357**	**146.013.066**
Otras ganancias (pérdidas)	30	121.438.796	4.013.423	121.325.211	(319.814)
Ingresos financieros	31	1.294.050	158.431	375.934	33.708
Costos financieros	31	(42.153.922)	(50.224.176)	(13.967.229)	(17.257.921)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	6.857.545	7.482.890	1.386.682	3.456.432
Diferencias de cambio	31	17.647.230	(48.137.855)	(2.433.175)	(30.184.762)
Resultado por unidades de reajuste	31	472.023	2.915.547	135.545	1.653.070
Ganancia antes de impuestos		**445.564.070**	**145.550.354**	**212.753.325**	**103.393.779**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	32	(82.549.402)	(36.779.295)	(51.686.360)	(22.209.599)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		**363.014.668**	**108.771.059**	**161.066.965**	**81.184.180**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	4.1	79.572.445	255.661.013	-	87.642.085
GANANCIA		**442.587.113**	**364.432.072**	**161.066.965**	**168.826.265**
Ganancia atribuible a					
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		396.301.691	194.458.752	158.853.440	103.887.869
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	24.6	46.285.422	169.973.320	2.213.525	64.938.396
GANANCIA		**442.587.113**	**364.432.072**	**161.066.965**	**168.826.265**
Ganancia por acción básica					
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	$ / acción	43,47	12,27	19,37	9,55
Ganancia por acción básica en operaciones discontinuadas	$ / acción	4,85	11,44	(0,00)	3,12
Ganancia por acción básica	$ / acción	48,32	23,71	19,37	12,67
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias diluida por acción procedente de operaciones continuadas	$ / acción	43,47	12,27	19,37	9,55
Ganancias diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	$ / acción	4,85	11,44	(0,00)	3,12
Ganancias diluida por acción	$ / acción	48,32	23,71	19,37	12,67
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	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 Intermedios, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (No Auditados)
(En miles de pesos)

		enero - septiembre		julio - septiembre	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	**Nota**	**2016 M$**	**2015 M$**	**2016 M$**	**2015 M$**
Ganancia (Pérdida)		**442.587.113**	**364.432.072**	**161.066.965**	**168.826.265**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		-	214.583	-	**214.583**
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		**-**	**214.583**	**-**	**214.583**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(139.528.224)	(165.316.991)	(341.033)	(85.945.679)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		80	(441.615)	(65)	126.847
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		65.392.979	(133.393.895)	9.482.031	(82.129.109)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultado		17.883.372	9.675.286	5.235.734	5.503.250
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(12.620.486)	(867.096)	456.019	(951.986)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		**(68.872.279)**	**(290.344.311)**	**14.832.686**	**(163.396.677)**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**(68.872.279)**	**(290.129.728)**	**14.832.686**	**(163.182.094)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		-	(136.340)	-	**(136.340)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		**-**	**(136.340)**	**-**	**(136.340)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(22.816.082)	32.602.307	(4.226.859)	20.135.137
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		(21)	16	18	4
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		**(22.816.103)**	**32.602.323**	**(4.226.841)**	**20.135.141**
Total Otro resultado integral		**(91.688.382)**	**(257.663.745)**	**10.605.845**	**(143.183.293)**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**350.898.731**	**106.768.327**	**171.672.810**	**25.642.972**
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		369.580.388	(8.023.022)	169.463.071	(3.612.862)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		(18.681.657)	114.791.349	2.209.739	29.255.834
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**350.898.731**	**106.768.327**	**171.672.810**	**25.642.972**

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

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados Intermedios

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (No Auditados)

(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 remedición 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				
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo Inicial al 01-01-2016	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)										396.301.691	396.301.691	46.285.422	442.587.113
Otro resultado integral			(3.543.647)	62.157.615	-	58	(12.406.567)	(72.928.762)	(26.721.303)		(26.721.303)	(64.967.079)	(91.688.382)
Resultado integral											369.580.388	(18.681.657)	350.898.731
Dividendos										(42.467.093)	(42.467.093)	(5.928.125)	(48.395.218)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietari	(778.936.764)	(120.497.065)	-	-	-	-	776.186.804	275.117.804	1.051.304.608	(1.305.983.122)	(1.154.112.343)	(839.096.192)	(1.993.208.535)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	1.968.244	14.422.227	-	-	(88.551.145)	-	(72.160.674)	-	(72.160.674)	8.905	(72.151.769)
Total de cambios en patrimonio	(778.936.764)	(120.497.065)	(1.575.403)	76.579.842	-	58	675.229.092	202.189.042	952.422.631	(952.148.524)	(899.159.722)	(863.697.069)	(1.762.856.791)
Saldo Final al 30-09-2016	**552.777.321**	**85.511.492**	**18.116.463**	**(129.111.733)**	**-**	**(988)**	**(44.487.214)**	**-**	**(155.483.472)**	**1.266.224.844**	**1.749.030.185**	**32.003.103**	**1.781.033.288**

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 remedición 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				
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo Inicial al 01-01-2015	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)										194.458.752	194.458.752	169.973.320	364.432.072
Otro resultado integral			(112.389.222)	(88.881.439)	(199.416)	(118.706)	(892.991)	-	(202.481.774)		(202.481.774)	(55.181.971)	(257.663.745)
Resultado integral											(8.023.022)	114.791.349	106.768.327
Dividendos										(66.911.168)	(66.911.168)	(67.879.750)	(134.790.918)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	199.416	-	-	-	199.416	(199.416)	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	(112.389.222)	(88.881.439)	-	(118.706)	(892.991)	-	(202.282.358)	127.348.168	(74.934.190)	46.911.599	(28.022.591)
Saldo Final al 30-09-2015	**1.331.714.085**	**206.008.557**	**(123.799.092)**	**(206.440.718)**	**-**	**(119.726)**	**(720.109.253)**	**-**	**(1.050.468.789)**	**2.138.092.441**	**2.625.346.294**	**870.517.456**	**3.495.863.750**

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

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados Intermedios Directo

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015 (No Auditados)
(En miles de pesos)

		enero - septiembre	
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		1.891.219.909	2.354.483.589
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		1.967.684	2.580.117
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		3.824.356	11.393.266
Otros cobros por actividades de operación		103.819	24.251.707
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.233.103.832)	(1.373.146.233)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(57.078.773)	(92.882.350)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(21.220.672)	(10.861.805)
Otros pagos por actividades de operación		(175.856.594)	(37.390.119)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(93.516.544)	(206.542.366)
Otras entradas (salidas) de efectivo	4.1.III	(2.220.236)	(100.449.127)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**314.119.117**	**571.436.679**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	7.d	-	6.639.653
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	13.1.b)	132.820.800	18.769.607
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(2.346.000)	(2.295.000)
Préstamos a entidades relacionadas		(6.457.076)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		35.697	28.732
Compras de propiedades, planta y equipo		(76.201.606)	(423.707.051)
Compras de activos intangibles		-	(12.049.927)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(5.831.463)	(4.095.168)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		3.439.049	4.936.827
Cobros a entidades relacionadas		1.601.916	98.814
Dividendos recibidos		8.630.039	9.774.299
Intereses recibidos		3.099.617	5.399.418
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**58.790.973**	**(396.499.796)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		(1.804.507)	-
Total importes procedentes de préstamos		**257.661.770**	**264.059.732**
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		249.359.440	47.872.909
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		8.302.330	216.186.823
Préstamos de entidades relacionadas		37.063.975	465.831.715
Pagos de préstamos		(80.220.832)	(355.811.764)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(1.304.848)	(7.868.153)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(204.491.575)	(252.724.075)
Dividendos pagados		(124.962.496)	(325.541.160)
Intereses pagados		(61.949.528)	(115.828.410)
Otras entradas (salidas) de efectivo	4.1.II.i	(218.759.281)	(5.561.741)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(398.767.322)**	**(333.443.856)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**(25.857.232)**	**(158.506.973)**
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		(13.706.632)	3.943.432
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(39.563.864)**	**(154.563.541)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	7	149.738.363	336.658.505
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	7	**110.174.499**	**182.094.964**

ENEL GENERACIÓN CHILE Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

Índice

1. Actividad y Estados Financieros del Grupo.

2. Bases de presentación de los Estados Financieros Consolidados Intermedios.
- 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. Acuerdo 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 participación.
- i) Inventarios.
- 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.
- 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 reorganización societaria.
- 4.2. Venta de Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A..

5. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico.

6. Combinación de negocios – Adquisición Inversiones GasAtacama Holding Limitada.

7. Efectivo y equivalentes al efectivo.

8. Otros Activos Financieros.

9. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar.

10. Saldos y transacciones con partes relacionadas.
- 10.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.
- 10.2. Directorio y personal clave de la Gerencia.
- 10.3. Retribución del personal clave de la Gerencia de Enel Generación Chile .
- 10.4. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.

11. Inventarios.

12. Activos y pasivos por impuestos corrientes.

13. Inversiones contabilizadas por el método de participación.
- 13.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación.
- 13.2. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.
- 13.3. Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.
- 13.4. Compromisos y Contingencias.

14. Activos intangibles distintos de la plusvalía.

15. Plusvalía.

16. 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.

17. Impuestos diferidos.

18. Otros Pasivos Financieros.
- 18.1. Detalle de este rubro de corto y largo plazo.
- 18.2. Desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios.
- 18.3. Desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas.
- 18.4. Desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas.
- 18.5. Deuda de cobertura.
- 18.6. Otros aspectos.

19. Política de gestión de riesgos.
- 19.1. Riesgo de tasa de interés.
- 19.2. Riesgo de tipo de cambio.
- 19.3. Riesgo de “commodities”.
- 19.4. Riesgo de liquidez.
- 19.5. Riesgo de crédito.
- 19.6. Medición del riesgo.

20. Instrumentos financieros.
20.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.
a) Detalle de los Instrumentos financieros de activo.
b) Detalle de los Instrumentos financieros de pasivo.
20.2. 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.
20.3. 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.

21. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

22. Provisiones.
a) Desglose de este rubro.
b) Movimiento de las provisiones durante el período.

23. Obligaciones por beneficios post empleo.
23.1. Aspectos generales.
23.2. Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros.
23.3. Otras revelaciones.

24. Patrimonio total.
24.1. Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
24.1.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones.
24.1.2. Dividendos.
24.2. Reserva por diferencias de cambio por conversión.
24.3. Gestión del capital.
24.4. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.
24.5. Otras reservas.
24.6. Participaciones no controladoras.

25. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos.

26. Materias primas y consumibles utilizados.

27. Gastos por beneficios a los empleados.

28. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro.

29. Otros gastos por naturaleza.

30. Otras ganancias (pérdidas).

31. Resultado Financiero.

32. Impuesto a las ganancias.

33. Información por segmento.
33.1. Criterios de segmentación.
33.2. Distribución por país.

34. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros.
34.1. Garantías directas.
34.2. Garantías Indirectas.
34.3. Litigios y arbitrajes.
34.4. Restricciones financieras.
34.5. Otra información.

35. Dotación.

36. Sanciones.

37. Medio Ambiente.

38. Información financiera resumida de filiales.

39. 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 proveedores.

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 (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 está llevando a cabo el Grupo (ver Nota 4.1). Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Único Tributario N° 91.081.000-6.

La dotación del Grupo alcanzó los 907 trabajadores al 30 de septiembre de 2016. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el periodo 2016 fue de 897 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, ver Nota 35.

Enel Generación Chile S.A. 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 S.A. 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 INTERMEDIOS.

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Generación Chile S.A. al 30 de septiembre de 2016, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 3 de noviembre de 2016, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), siguiendo los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N 34 “Información Financiera Intermedia”.

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

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Generación Chile S.A. y sus filiales al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable, y de aquellos activos no corrientes y grupos en desapropiación disponibles para la venta 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 intermedios 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:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIIF 11: Adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014) *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 Discontinuadas", NIIF 7 "Instrumentos Financieros: Información a Revelar", NIC 19 "Beneficios a los Empleados" y NIC 34 "Información Financiera Intermedia".*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Enmienda a NIC 1: Iniciativa sobre información a revelar *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 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 intermedios de Enel Generación Chile S.A. 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 intermedios, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas *El objetivo de las enmiendas a NIC 12 "Impuesto a las Ganancias" es aclarar la contabilización de activos por impuestos diferidos procedentes de pérdidas no realizadas relacionadas con instrumentos de deuda medidos a valor razonable.*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017.
Enmienda a NIC 7: Iniciativa sobre información a revelar *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
NIIF 9: Instrumentos Financieros *Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Este proyecto fue dividido en tres etapas:* *Fase 1 - Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros.* *Fase 2 - Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros.* *Fase 3 - Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.* *Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
NIIF 15: Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes *Esta nueva norma emitida por el IASB, al igual que sus enmiendas y aclaraciones posteriores, son aplicables a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. A demás exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a la NIC 11 "Contratos de Construcción" y NIC 18 "Ingresos de Actividades Ordinarias", y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones *Estas modificaciones especifican los requerimientos contables respecto a: i) los efectos de las condiciones de irrevocabilidad de la concesión, y de las condiciones distintas a la irrevocabilidad, en la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo; ii) transacciones de pagos 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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
NIIF 16: Arrendamientos *Establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 "Arrendamientos", con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019
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.*	Por determinar.

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, NIIF15 y NIIF16 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de normas y enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile S.A. y filiales.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.

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

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Gerencia 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 23).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g y 20).
- 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 S.A., 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 intermedios (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 intermedios, 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 S.A. 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 intermedios, 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 4.1, 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 intermedios al 30 de septiembre de 2016 se detallan en la Nota 4.1.

Con fecha 9 de enero de 2015, Enel Generación Chile S.A., en conjunto con su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A., 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 7.d y 30).

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 S.A., 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 intermedios, denominado "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos", se describe la relación de Enel Generación Chile S.A. 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 S.A. actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

En el anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos", se describe la relación de Enel Generación Chile S.A. 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 periodo.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.

3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:

   a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

   b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

   c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

   d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral. (ver Nota 24.2).

4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling 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 intermedios adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo.

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica. 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 16.d.1).

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. (Ver Nota 16.d.2).

- Los desembolsos futuros a los que Enel Generación Chile S.A. 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 S.A. revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 22).

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

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

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

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

Las Propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en 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	3 - 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 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 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 periodo 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 2015, la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fue de 4,5%:

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 al cierre 2015 fue de 12,7%.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales consolidado intermedio. 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 S.A. 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 S.A. 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 S.A. clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.h y 13) y los activos no corrientes mantenidos para la venta 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 S.A. 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 8).

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

  Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado intermedio: 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 intermedio 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 9).

- Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías "Préstamos y cuentas por cobrar" e "Inversiones mantenidas hasta el vencimiento", la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 8 y 20).

- En el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.f.1.

f.4) Pasivos financieros excepto derivados.

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. (Ver Nota 3.f.1).

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 20, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tasa de interés de mercado según la moneda de pago.

f.5) Derivados y operaciones de cobertura.

Los derivados mantenidos por Enel Generación Chile S.A. 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 S.A. 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 S.A.

- 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 S.A., 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 S.A. 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.l; 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 20.3.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación.

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

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total que representa la participación de Enel Generación Chile S.A. 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 S.A. conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de Asociadas contabilizadas por el método de participación".

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos", se describe la relación de Enel Generación Chile S.A. 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 respectivos pasivos en una única línea denominada “Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios”.

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

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;

- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o

- es una entidad filial adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

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

k) Acciones propias en cartera.

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: “Ganancias (pérdida) acumuladas”, sin afectar la ganancia o pérdida del período. Al 30 de septiembre de 2016 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el periodo 2016 y el ejercicio 2015, transacciones con acciones propias.

l) Provisiones.

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

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

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

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

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

Enel Generación Chile S.A. 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 S.A. 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 intermedio 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 a largo plazo.

o) Impuesto a las ganancias.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades de Enel Generación Chile S.A. 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 S.A. 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 S.A. 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 S.A. 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 S.A. 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.

Durante el período 2016 y el ejercicio 2015, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) Dividendos.

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

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dada la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Generación Chile S.A., 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 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 Enersis 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. (en adelante "Endesa 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 24). 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 la venta, según corresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la nota 3.j.

A continuación se presentan los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios al 1 de Marzo de 2016, fecha en que se materializó la división de Enel Generación Chile, y al 31 de diciembre de 2015

	Traspaso a Mantenidos para distribuir a los propietarios 01-03-2016	Traspaso a Mantenidos para distribuir a los propietarios 31-12-2015
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 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.

Por lo anterior, el estado de resultados integrales consolidados incluidos en los presentes estados financieros consolidados, a efectos comparativos, no coinciden con los aprobados al cierre del primer trimestre de 2015, al haberse reclasificado los ingresos y gastos generados en dicho periodo por las operaciones ahora discontinuadas al rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas".

A continuación se presenta el desglose por naturaleza del rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas" al 29 de febrero de 2016 y 30 de septiembre de 2015:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Operaciones Discontinuadas 29-02-2016	Operaciones Discontinuadas 30-09-2015 (Re-expresado)
Ingresos de actividades ordinarias	229.074.809	867.061.191
Otros ingresos, por naturaleza	6.648.363	38.857.158
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	**235.723.172**	**905.918.349**
Materias primas y consumibles utilizados	(95.953.531)	(283.832.790)
Margen de Contribución	**139.769.641**	**622.085.559**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	1.187.538	7.684.811
Gastos por beneficios a los empleados	(11.608.563)	(61.720.250)
Gasto por depreciación y amortización	-	(78.847.321)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(906.638)	113.041
Otros gastos por naturaleza	(16.295.714)	(51.997.350)
Resultado de Explotación	**112.146.264**	**437.318.490**
Otras ganancias (pérdidas)	41.806	38.032
Ingresos financieros	2.779.987	14.063.112
Costos financieros	(21.056.624)	(57.693.259)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	6.375.719	29.168.039
Diferencias de cambio	25.485.086	326.433
Resultado por unidades de reajuste	-	-
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	**125.772.238**	**423.220.847**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(46.199.793)	(167.559.834)
GANANCIA (PÉRDIDA)	**79.572.445**	**255.661.013**
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	-	403.360
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)	(169.130.218)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	-	(441.557)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(213.919)	(1.018.783)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	(1.697.346)	(5.986.601)
Total Otro resultado integral de Operaciones Discontinuadas	**(137.864.384)**	**(176.173.799)**
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(33.070.495)	(27.200.869)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	(25.221.444)	106.688.083
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	**(58.291.939)**	**79.487.214**

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)	(191.041.945)
Coberturas de flujo de caja	(8.696.789)	(8.022.483)
Remedición de activos disponibles para la venta	(118.662)	(118.662)
Otras reservas	(2.561.252)	(1.967.052)
Total	**(275.117.804)**	**(201.150.142)**

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 33 “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 30 de septiembre de 2015.

El flujo de efectivo neto resumido	Operaciones Discontinuadas 29-02-2016	Operaciones Discontinuadas 30-09-2015
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	69.011.031	335.403.593
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(25.947.761)	(186.472.152)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	46.183.014	(281.501.973)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	**89.246.284**	**(132.570.532)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(10.558.550)	2.077.906
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**78.687.734**	**(130.492.626)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	98.587.068	298.442.231
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**177.274.802**	**167.949.605**

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

4.2 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. 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. (Ver Nota 30).

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**

Ver Nota de Criterios Contables N° 2.4.1.

5. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

En Chile el sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL Nº 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. Nº 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 (precios de nudo), así como para 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 y agrupa 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. Cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables (CER), el que en noviembre de 2014 fue reemplazado por el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES). 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. El 8 de enero de 2014 se aprobó el proyecto de ley que permitirá la 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, las compañías involucradas en la Generación y Transmisión en un sistema eléctrico interconectado deben coordinar sus operaciones en forma centralizada a través de un ente operador, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CDEC 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.

Por tanto, la decisión de generación de cada empresa está supeditada al plan de operación del CDEC. Cada compañía, a su vez, 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) Empresas Distribuidoras para el suministro a sus Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 500 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Hasta enero de 2015, los clientes con una capacidad conectada entre 500 kW y 2.000 kW podían elegir su condición entre libres y regulados. El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial una modificación legal que incrementó el límite de 2.000 kW a 5.000 kW. Los alcances de esta modificación legal se incluyen más adelante.

   Hasta 2009, el precio de la energía de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tenía un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que es regulado por el Ministerio de Energía. Los precios de nudo son determinados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la CNE, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y de 24 meses, en el del SING. A partir de 2010, y a medida que la vigencia de los contratos a precio de nudo se van extinguiendo, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras es reemplazado por el resultado de licitaciones que se llevan a cabo en un proceso regulado, con un precio máximo definido por la autoridad cada seis meses.

(ii) 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. Según se señaló anteriormente, este límite de 5.000 kW rige a partir de enero de 2015.

(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 CDEC 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 CDEC. 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 CDEC en forma anual, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir de 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deben disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda proyectada a tres años, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo. Este plazo de tres años cambió a cinco años, a raíz de la modificación legal publicada en enero de 2015.

El 7 de febrero de 2014, se publica la Ley de Interconexión Eléctrica con el objetivo de promover y facilitar la conectividad de los mercados eléctricos nacionales, cuya principal aplicación es la integración de los sistemas SIC y SING. La construcción de esta interconexión se inició el año 2015 y su puesta en servicio se prevé hacia 2018 y 2019

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

El 29 de septiembre de 2014 se publicó en el Diario Oficial la Reforma Tributaria, la que incluyó la creación del denominado impuesto verde que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO2) y dióxido de carbono (CO2). Para las emisiones de CO2, el impuesto será equivalente a 5 US$/tonelada.

El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial la Ley 20.805 que introduce una modificación legal relativa a los procesos de licitación de energía destinada al consumo de los clientes regulados. Entre los cambios introducidos por esta modificación, se destacan, una mayor participación de la CNE en estos procesos, el aumento de tres a cinco años de la anticipación para el llamado a una licitación, una duración del contrato de suministro de hasta 20 años, la incorporación de un precio oculto o precio de reserva como precio techo de cada licitación, la posibilidad de postergar la entrega del suministro por parte de un adjudicatario en el caso de fuerza mayor, la incorporación de licitaciones de corto plazo, el tratamiento de la energía sin contratos y el incremento del límite para calificar como cliente regulado de 2.000 a 5.000 kW.

El línea con lo establecido en la Agenda de Energía antes señalada, el 20 de julio de 2016, se publica la Ley N° 20.936 que establece una nueva estructura para el Sistema de Transmisión Eléctrica del país y crea un Organismo de Coordinación Independiente para el sistema eléctrico nacional, Esta ley introduce modificaciones importantes en la legislación eléctrica, que en el caso de la transmisión establece una redefinición funcional y económica de los sistemas de transporte del país, cuyo objetivo propuesto es que su desarrollo, a nivel nacional y zonal, permita incrementar la competencia del sector eléctrico y potenciar la generación a base de energías renovables no convencionales En el caso del Coordinador Independiente, éste se constituye como un organismo único, en reemplazo de los actuales CDEC, cuya responsabilidad es coordinar la operación del sistema eléctrico a nivel nacional, para lo cual se modifica su estructura actual de dirección (Consejo Directivo) y agrega algunas nuevas funciones. Entre otras materias importantes, esta Ley incorpora además un sistema de Planificación Energética de largo plazo (cada 5 años con un horizonte de 30 años); una modificación en la regulación de los Servicios Complementarios (incorporando una estructura de mayor mercado en esta provisión) y modificaciones en el cálculo de los precios de nudo.

Por otra parte, a raiz de la publicación de la Ley de Transmisión, el Ministerio de Energía se encuentra en un proceso de elaboración de varios reglamentos, dispuestos en ese mismo cuerpo legal. Cabe señalar que este proceso ha sido concebido de manera participativa, con la concurrencia de empresas e interesados afines con el sector eléctrico y culminando en cada caso con un proceso de consulta ciudadana. Los reglamentos que se encuentran actualmente en proceso de elaboración son: i) Reglamento de Planificación Energética, ii) Reglamento que fija procedimiento para la determinación de franjas preliminares, iii) Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, iv) Reglamento de valorización, remuneración y pago de la transmisión, v) Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, vi) Reglamento de la coordinación y vii) operación del Sistema Eléctrico Nacional y Reglamento para la elaboración de Normas Técnicas.

Energías renovables no convencionales

- En abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obliga a los generadores a que -al menos- un 5% de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará 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.

.

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. En Chile existen restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, no se establece límites cuantitativos específicos a la integración vertical u horizontal sin perjuicio de la normativa sobre libre competencia. Por otro lado, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal no podrán dedicarse directa ni indirectamente, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

Licitaciones

Bajo la modificación de la ley, es ahora responsabilidad de la CNE agrupar y coordinar las licitaciones de suministro eléctrico para las distribuidoras, aumentando de tres a cinco años de antelación mínima para licitar, y aumentando de 15 a 20 años el periodo máximo de suministro. Al agrupar las distribuidoras como un solo bloque comprador se busca otorgar mayor poder de negociación a los distribuidores, al mismo tiempo que permite una mejor competencia entre generadores.

Por otro lado, ahora la ley permite a los generadores postergar o cancelar el compromiso de suministro en el caso en que los proyectos se vean retrasados o se hagan inviables por causas no imputables a los adjudicatarios; asimismo, los contratos pueden contener un mecanismo de revisión de precios en caso que existan cambios importantes en la normativa sectorial o tributaria, todo lo cual reduce el riesgo adquirido por los generadores al momento de ofertar.

También la Ley dispone que en cada proceso de licitación la CNE defina un valor máximo de la energía para las ofertas, el cual se mantiene en carácter de reservado hasta el momento de la apertura de las mismas.

Además, la modificación de la ley considera licitaciones de corto y cortísimo plazo con las cuales regula las situaciones de suministro sin contrato, a su vez que define mecanismos para la transferencia de excedente entre distribuidoras.

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han iniciado dos procesos licitatorios: Licitación de Suministro 2015/01" y Licitación de Suministro 2015/02. Si bien el primero se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación, la fecha de presentación de las ofertas se definió para el año 2016, en una primera instancia para abril de ese año, pero finalmente culminó en julio de 2016 con la licitación y adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 12.430 GWh/año (100%).El segundo proceso (2015/02) se inicia en junio de 2015 y concluye en octubre de ese año con la licitación y adjudicación de 3 bloques por 1.200 GWh/año (100%). Cabe destacar que en el proceso 2015/2 el precio promedio ponderado de la adjudicación fue 79,3 $US/MWh, 30% menos que el precio observado en la últimas licitaciones, indicando que las modificaciones a la ley permiten, efectivamente, la reducción del precio al mejorar la competencia y reducir el riesgo de los generadores. En el caso del proceso 2015/1, adjudicado en julio de 2016, 84 empresas presentaron sus ofertas económicas y administrativas, cuyo precio promedio ponderado fue de 47,6 US$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado eléctrico, de los cuales, en este último proceso,poco más del 50% de la energía adjudicada proviene de tecnologías eólicas y solares. Por su parte, Enel Generación Chile en el proceso 2015/1, adjudicó contratos de suministro por 5.918 GWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

6. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE INVERSIONES GASATACAMA HOLDING LIMITADA.

El 22 de abril de 2014, Enel Generación Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada (en adelante "GasAtacama"), que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. (en adelante "Southern Cross") poseía a dicha fecha.

En consecuencia, el Grupo alcanzó un 100% de control sobre GasAtacama, sociedad controladora de la Central Atacama, una central térmica de ciclo combinado a gas natural o petróleo diésel, de 780 MW de potencia situada en el norte de Chile; del Gasoducto Atacama, de 940 km de longitud que une Coronel Cornejo (Argentina) y Mejillones (Chile); y del Gasoducto Taltal, de 223 km de longitud que une Mejillones y Paposo.

La toma de control sobre GasAtacama permite al Grupo sumar cerca de 1.000 MW de capacidad de generación en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), logrando de esta manera satisfacer la mayor demanda industrial, residencial y minera, a través de una oferta de energía competitiva y de bajo impacto ambiental.

La adquisición de GasAtacama fue registrada siguiendo los criterios de contabilización de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, detallados en la Nota 2.7.

A partir de la fecha de adquisición, Inversiones GasAtacama Holding Limitada contribuyó ingresos de actividades ordinarias por M$113.074.006 y ganancias antes de impuestos por M$33.443.547 a los resultados del Grupo del ejercicio 2014. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2014, se estima que para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían ascendido a M$179.474.707 y la ganancia antes de impuesto consolidada habría ascendido a M$41.772.291.

a) Contraprestación transferida

La siguiente tabla resume el valor razonable, en la fecha de adquisición de GasAtacama, de cada clase de contraprestación transferida:

	M$
Precio Pagado Total	174.028.622
Transacción reconocida de forma separada de la adquisición de activos y de la asunción de pasivos (i)	(16.070.521)
Total pagado en Efectivo	**157.958.101**

(i) El desembolso total de la transacción ascendió a M$174.028.622, e incluyó la cesión de derechos de cobro de un crédito por M$16.070.521, que la Sociedad Pacific Energy Sub Co. (filial de Southern Cross) mantenía vigente con Atacama Finance Co. (filial de GasAtacama).

b) Costos relacionados con la adquisición

Enel Generación Chile incurrió en costos de M$23.543 relacionados con la adquisición de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, por concepto de honorarios de asesoría financiera. Estos costos fueron reconocidos en el año 2014 en el rubro Otros gastos por naturaleza del estado de resultados integrales consolidado.

c) Activos adquiridos identificables y pasivos asumidos identificables

A continuación se resume los montos reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición:

	Valor razonable
Activos netos adquiridos identificables	**M$**
Efectivo y equivalentes al efectivo	120.303.339
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	34.465.552
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	5.692.257
Inventarios corrientes	15.009.265
Propiedades, planta y equipo	199.660.391
Activo por impuestos diferidos	2.392.531
Otros activos	23.906.126
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(30.818.836)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	(34.445.277)
Pasivo por impuestos diferidos	(28.923.167)
Otros pasivos	(10.874.817)
Total	**296.367.364**

Respecto al monto bruto de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no se prevé riesgo de incobrabilidad.

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

i.- Enfoque del mercado, mediante el método de comparación, tomando como base los precios de mercado cotizados para elementos idénticos o comparables cuando estos están disponibles.

ii.- Enfoque del costo, o costo de reposición depreciado, el cual refleja los ajustes relacionados con el deterioro físico así como también la obsolescencia funcional y económica.

iii.- Enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración que convierten montos futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un monto presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos montos futuros.

Conciliación de valores

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

d) Plusvalía

	Saldo al 31-12-2014 M$
Precio pagado en efectivo	157.958.101
Valor razonable de participación pre-existente	157.147.000
Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables	(296.367.364)
Plusvalía (*)	**18.737.737**

(*) La plusvalía es atribuible principalmente al valor de las sinergias que se esperan lograr a través de la integración de GasAtacama en el Grupo. Estas sinergias están relacionadas, entre otras, con reducción de costos administrativos, de estudios y estructuras, que podrían ser absorbidos por Enel Generación Chile

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

La remedición del valor razonable de 50% de participación pre-existente que Enel Generación Chile tenía sobre GasAtacama, resultó en una ganancia de M$21.546.320. Este monto corresponde a la diferencia positiva que surge de comparar el valor razonable de la participación pre-existente, que ascendió a M$157.147.000, y el valor de la inversión contabilizada bajo el método de la participación en la fecha de adquisición, que ascendía a M$135.600.680.

Por otra parte, las diferencias de cambio por conversión de la participación pre-existente, acumuladas en el patrimonio de Enel Generación Chile hasta la fecha de toma de control, fueron reclasificadas al resultado del ejercicio, generando una ganancia de M$21.006.456.

Ambos montos fueron registrados en el rubro “otras ganancias (pérdidas)” del estado de resultados integrales en el ejercicio 2014.

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO.

a) La composición del rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Efectivo en caja	30.011	4.759
Saldos en bancos	12.333.695	10.802.821
Depósitos a plazo	29.572.429	971.873
Otros instrumentos de renta fija	68.238.364	25.645.780
Total	**110.174.499**	**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:

Moneda	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
$ Chilenos	101.828.336	27.625.086
$ Argentinos	5.352.226	5.531.184
US$ Estadounidenses	2.993.937	4.268.963
Total	**110.174.499**	**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 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Apertura de Efectivo y Equivalente al Efectivo	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	110.174.499	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)	**110.174.499**	**149.738.363**

(*)Ver Nota 4.1

d) A continuación se muestran los montos recibidos por la venta de participación de subsidiarias, al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Pérdida de control en subsidiarias	30-09-2016 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 y 30

e) Como consecuencia de la materialización de la división de la Enel Generación Chile (ver nota 4.1.), con fecha 1 de marzo de 2016 se distribuyeron saldos de efectivo y efectivo equivalente al Grupo Endesa Américas por un total de M$211.252.392. 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 “.

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldos			
	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Inversiones Disponibles para la Venta que cotizan	-	-	469	389
Inversiones Disponibles para la Venta no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	3.001.868	3.001.868
Instrumentos Derivados Cobertura (*)	879.599	76.703	25.498.643	18.716.463
Inversiones a mantener hasta el vencimiento	359.101	934.852	-	-
Otros	-	-	715.597	-
Total	**1.238.700**	**1.011.555**	**29.216.577**	**21.718.720**

(*) Ver Nota 20.2.a.

9. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

a) La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30-09-2016		31-12-2015	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	**319.429.333**	**28.256**	**365.024.469**	**35.901**
Cuentas comerciales, bruto	266.807.656	28.256	271.783.505	35.901
Otras cuentas por cobrar, bruto	52.621.677	-	93.240.964	-

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30-09-2016		31-12-2015	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	**317.899.195**	**28.256**	**363.475.277**	**35.901**
Cuentas comerciales, neto	265.277.518	28.256	270.234.313	35.901
Otras cuentas por cobrar, neto	52.621.677	-	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 el período terminado al 30 de septiembre de 2016 y ejercicio 2015.

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

b) Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 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	Saldo al	
	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Con antigüedad menor de tres meses	2.086.249	1.122.810
Con antigüedad entre tres y seis meses	1.223.087	522
Con antigüedad entre seis y doce meses	1.009.817	411.387
Con vencimiento mayor a doce meses	60.217.949	64.125.613
Total	**64.537.102**	**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 31 de diciembre de 2014	**3.631.793**
Aumentos (disminuciones) del período (*)	371.558
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(2.454.159)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**1.549.192**
Aumentos (disminuciones) del período	-
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	-
Otros movimientos	(19.054)
Saldo al 30 de septiembre de 2016	**1.530.138**

(*) 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 4.1).

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones.

d) Información adicional:

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

- Información complementaria de cuentas comerciales: Ver Anexo 6.1.

10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

Las transacciones 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.

10.1 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.

							Saldo			
							Corrientes		No corrientes	
R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 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	36.826.119	44.709.413	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	591.591	501.764	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Perú	283.838	-	-	-
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.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	6.004	-	-	-
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	144.755	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex- Enersis Chile S.A.) (*)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	591.860	265.162	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex- Enersis Chile S.A.) (*)	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	305.423	-	-	-
76.536.351-9	Endesa Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	700.918	-	-	-
Extranjera	Generalima S.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Perú	334.729	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	US$	Chile	28.233.129	15.570.315	14.603.853	-
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	101.479	571.118	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	101.059	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	18.277	-	-
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	2	462	-	-
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	504	-	-	-
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	108.267	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	42.857	-	-	-
Extranjera	PH Chucas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Costa Rica	1.188.564	1.188.564	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	España	1.858.366	1.858.366	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	U.F	España	36.067	-	-	-
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	104.603	59.786	-	-
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	224.713	215.977	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar SPA	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	57.517	91.443	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	128.720	125.727	-	-
Extranjera	Compania Energetica Veracruz S.A.C.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Peru	602.311	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi 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	124.019	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	6.013.180	20.397	-	-
Extranjera	Emgesa S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Colombia	71.061	-	-	-
Extranjera	Edegel	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Peru	1.111.278	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	6.653	-	-	-
76.532.379-7	Chilectra América S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	193	-	-	-
	Total						**79.921.284**	**68.867.726**	**14.603.853**	-

(*) Ver Nota 1

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

							Saldo			
							Corrientes		No corrientes	
R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 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	-	57.024	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	5.129.762	8.996.228	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH$	Chile	72.367	641.113	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Asociada	CH$	Chile	247.457	77.049	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex- Enersis Chile S.A.) (*)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	855.566	1.436.317	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex- Enersis Chile S.A.) (*)	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	-	47.843.968	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex- Enersis Chile S.A.) (*)	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	316.646	-	-	-
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	-	177.747.326	-	-
76.536.351-9	Endesa Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	26.988	-	-	-
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	$ Col	Chile	7.466	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	CH$	Chile	30.706.210	6.357.467	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	699.929	1.457.580	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	1.166.089	334.425	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Compra de Carbón	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	España	1.242.488	309.558	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	España	22.831	482.211	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	España	467.905	-	-	-
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	54.917	419.898	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	385.017	216.599	-	97.186
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Negocio Conjunto	CH$	Chile	-	258.625	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Negocio Conjunto	CH$	Chile	216.276	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria & Ricerca S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	6.491.943	4.295.894	251.527	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	12.484	50.757	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH$	Brasil	84.731	76.021	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	2.051.903	2.196.983	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	64	113	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	1.187.311	1.162.999	-	-
Extranjera	Enel S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Italia	-	11.849	-	-
Extranjera	Enel S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Italia	64.599	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	1.191.954	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	505.359	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	4.533.961	-	-	-
	Total						**57.755.797**	**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	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País	Saldo al 30-09-2016 M$	Saldo al 30-09-2015 M$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	285.725.543	251.511.407
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	25.247.166	22.023.825
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	8.971	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(22.348.315)	(19.680.721)
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	28.544	19.131
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz	Servicios Prestados	Chile	2.233	-
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz	Servicios Prestados	Chile	413.341	1.088.597
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz	Préstamos	Chile	(1.589.749)	(3.748.969)
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(981.637)	(4.645.879)
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex- Enersis Chile S.A.) (*)	Matriz	Servicios Prestados	Chile	791.683	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex- Enersis Chile S.A.) (*)	Matriz	Préstamos	Chile	(385.298)	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex- Enersis Chile S.A.) (*)	Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(3.636.699)	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	(151.365)	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Argentina	1.879	12.033
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	2.355	1.521
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	230	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	19.901.620	51.043.886
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Colombia	(128.794)	(673.267)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	15.714	73.900
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(17.587)	(156.064)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Préstamos	Colombia	11.355	(13.165)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(3.864.016)	(18.082.177)
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Peajes de Electricidad	Argentina	4.262	-
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Servicios Recibidos	Argentina	(60.630)	(8.694)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	16.304.643	52.652.749
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Perú	-	(38.702)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	4.787.473	11.305.793
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Asociada	Servicios Recibidos	Brasil	(35.949)	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	(56.536.018)	(11.641.643)
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	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	34.935	209.857
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Perú	(308.224)	(1.666.499)
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	160.083	345.407
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Préstamos	Perú	-	(14.686)
Extranjera	Generalima S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	101.598	329.311
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(194.805)	(808.977)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	1.161.383	3.168.848
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Venta de Energía	Chile	2.356.971	2.554.154
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	923.228	563.204
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Peajes de Electricidad	Chile	(71.599)	(57.354)
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Argentina	(95.813)	(613.745)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Peajes de Gas	Chile	(2.825.100)	(2.644.008)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Consumo de Combustible	Chile	(386.060)	(529.741)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Consumo de Gas	Chile	(82.351.194)	(120.255.826)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	(436)	63.105
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Transporte de Gas	Chile	(37.281.679)	(39.104.820)
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	(450.621)	(1.061.224)
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	13.346
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	223.432	200.469
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(4.022.292)	(3.435.792)
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	(45.991)	(41.474)
Extranjera	Companhía Interconexao Energética S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Brasil	95.813	613.745
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Matriz	Servicios Prestados	España	3.460	150.156
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Asociada	Peajes de Electricidad	Chile	(1.076.814)	(1.083.945)
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	20.186	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(24.659.209)	-
Extranjera	Central Dock Sud S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Argentina	454	2.444
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Gas	España	18.655.911	14.604.841
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	-	(6.465)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(369.640)	(380.817)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	90.087	93.698
Extranjera	Enel Ingegneria & Ricerca	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(772.044)	(436.696)
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Matriz Común	Derivados de commodities	Italia	-	(790.547)
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)	(52.034)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(20.403.130)	(19.806.353)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	30.654	1.471
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(12.073.161)	(10.919.822)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	672.799	360.506
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(29.229)	(275.798)
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	58.347	24.544
Extranjera	Compania Energetica Veracruz S.A.C.	Matriz Común	Servicios Prestados	Peru	15.602	1.132.769
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(40.217)	(328.180)
Extranjera	Enel Latinoamercia	Matriz	Servicios Recibidos	España	(12.388)	(66.183)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Préstamos	Perú	-	(1.734)
Extranjera	Enel S.p.A	Matriz	Servicios Recibidos	Italia	(475.401)	(9.086)
Extranjera	Enel S.p.A	Matriz	Servicios Recibidos	Italia	-	(766.661)
Extranjera	Edegel	Matriz Común	Servicios Recibidos	Peru	(342.059)	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Matriz Común	Derivados de commodities	Italia	5.182.530	-
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	497.857	-
Extranjera	Endesa Argentina	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	(970)	-
Extranjera	Emgesa	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	40.483	-
			Total		**105.610.812**	**147.989.809**

(*) 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.

10.2 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:

a. 174 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y

b. 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:

a. 58 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y

b. 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 30 de septiembre de 2016 y 2015:

Nombre	Cargo	30-09-2016			
		Período de desempeño	Directorio de Endesa M$	Directorio de Filiales M$	Comité de Directores M$
Giuseppe Conti (1) *	Presidente	27/04/16 al 30/09/16	-	-	-
Enrico Viale (1) *	Presidente	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesco Giorgianni (2) *	Vicepresidente	27/04/16 al 30/09/16	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya (2) *	Vicepresidente	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesco Buresti *	Director	01/01/16 al 30/09/16	-	-	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/16 al 30/09/16	73.330	-	22.275
Jorge Atton Palma	Director	01/01/16 al 30/09/16	73.330	-	22.275
Julio Pellegrini Vial (3)	Director	27/04/16 al 30/09/16	49.093	-	15.641
Mauro Di Carlo (3) *	Director	27/04/16 al 30/09/16	-	-	-
Umberto Magrini (3) *	Director	27/04/16 al 30/09/16	-	-	-
Luca Noviello (3) *	Director	27/04/16 al 30/09/16	-	-	-
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			**253.241**	**-**	**66.825**

Nombre	Cargo	30-09-2015			
		Período de desempeño	Directorio de Endesa M$	Directorio de Filiales M$	Comité de Directores M$
Enrico Viale	Presidente	01/01/15 al 30/09/15	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya	Vicepresidente	01/01/15 al 30/09/15	-	-	-
Francesco Buresti	Director	01/01/15 al 30/09/15	-	-	-
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/15 al 30/09/15	60.916	-	21.163
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/15 al 30/09/15	60.916	-	21.163
Isabel Marshall Lagarrigue	Director	01/01/15 al 30/09/15	60.916	-	-
Vittorio Vagliasindi	Director	01/01/15 al 30/09/15	-	-	-
Alfredo Arahuetes García	Director	01/01/15 al 27/04/15	18.058	-	-
Susana Carey Claro	Director	01/01/15 al 27/04/15	18.065	-	7.336
Jorge Atton Palma	Director	01/01/15 al 30/09/15	42.850	-	13.579
Francesca Gostinelli	Director	01/01/15 al 30/09/15	-	-	-
TOTAL			**261.721**	**-**	**63.241**

(1) El Sr. Giuseppe Conti asumió como Presidente del Comité de Directores el 27 de abril de 2016 en reemplazo del Sr. Enrico Viale.

(2) El Sr. Francesco Giorgianni asumió como Vicepresidente del Comité de Directores el 27 de abril de 2016 en reemplazo del Sr. Ignacio Mateo Montoya.

(3) 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.

10.3 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 Errazuriz (2)	Gerente de Administración y Finanzas
8.586.744-K	Luis Vergara Adamides (3)	Gerente de Recursos Humanos
7.776.718-5	Luis Ignacio Quiñones Sotomayor	Fiscal
10.603.713-2	María Teresa González Ramírez	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	Gerente de Ingeniería y Construcción

(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 Errazuriz asumió como Gerente de Administración y Finanzas en reemplazo del Sr. Ramiro Alfonsin Balza.

(3) El 1 de abril de 2016 el Sr. Luis Vergara Adamides asumió como Gerente de Recursos Humanos en reemplazo del Sr. Federico Polemann.

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:

	Saldo al	
	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$
Remuneración	1.366.772	1.205.947
Beneficios a corto plazo para los empleados	435.158	364.569
Otros beneficios a largo plazo	70.074	536.294
TOTAL	**1.872.004**	**2.106.810**

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 .

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

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

11. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Suministros para la producción	16.787.756	17.838.254
- Gas	8.134.958	3.882.410
- Petróleo	2.661.285	3.183.800
- Carbón	5.991.513	10.772.044
Repuestos	15.884.992	18.917.155
Total	**32.672.748**	**36.755.409**

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de septiembre de 2016, las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustible ascienden a M$252.430.648 (M$289.424.649 al 30 de septiembre de 2015). Ver Nota 26.

Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

	Saldo al	
	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Pagos provisionales mensuales	17.665.848	12.656.076
Tax Credit	13.525	-
Crédito por utilidades absorbidas	1.252	9.597
Créditos por gastos de capacitación	13.874	22.000
Ganancia minima presunta (Argentina)	149.751	1.095
Otros	-	2.168.694
Total	**17.844.250**	**14.857.462**

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

	Saldo al	
	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Impuesto a la Renta	45.684.029	14.484.736
Total	**45.684.029**	**14.484.736**

13. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.

a) A continuación se presenta un detalle de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2016	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otros Resultados Integrales	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al 30-09-2016	Provisión Patrimonio Negativo	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 30-09-2016
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%	12.042.874	-	4.131.836	(3.979.095)	(1.027.531)	(108.401)	-	11.059.683	-	-	11.059.683
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	-	1.043.795	-	(227.712)	-	-	3.478.112	-	-	3.478.112
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,0000%	6.280.292	2.346.000	(1.597.972)	-	-	-	-	7.028.320	-	-	7.028.320
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,0000%	7.594.153	-	487.742	-	-	-	-	8.081.895	-	-	8.081.895
Endesa Argentina	Argentina	Argentina	Peso Argentino	0,3426%	-	235.090	41.469	-	(53.234)	(240)	3.199	226.284	-	-	226.284
Southern Cone	Argentina	Argentina	Peso Argentino	2,0000%	-	3.326	600	-	(758)	(37)	(3.131)	-	-	-	-
Enel Brasil S.A.(2)	Asociada	Brasil	Real brasileño	38,6367%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Cemsa S.A.(2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,0000%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distrilec Inversora S.A. (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,8875%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Central Termica Manuel Belgrano (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	24,1760%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Central Termica San Martin (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	24,1760%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Central Vuelta Obligada S.A. (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	34,5000%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				TOTALES	**45.716.371**	**2.584.416**	**6.857.545**	**(6.577.130)**	**(2.125.329)**	**(12.406.843)**	**(4.174.736)**	**29.874.294**	**-**	**-**	**29.874.294**

Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2015	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otros Resultados Integrales	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al 31-12-2015	Provisión Patrimonio Negativo	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 31-12-2015
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	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)	-
Endesa Cemsa S.A.(2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,0000%	1.979.132	-	(820.910)	-	(281.870)	-	-	876.352	-	(876.352)	-
Distrilec 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 Martin (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 4.1)
(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 Enersis Américas, matriz directa de Enel Generación Chile al cierre de 2015, posee el 51,5% de participación sobre Distrilec.

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). (Ver nota 30).

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.

13.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.

A continuación se detalla información financiera al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 de los estados financieros de las principales sociedades en la que Enel Generación Chile ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de septiembre de 2016									
	%Participación	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganancia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
GNL Quintero S.A.	20,00%	-	-	-	-	470.852.269	(467.720.572)	3.131.697	(683.201)	2.448.496
Electrogas S.A.	42,50%	160.246.962	616.465.100	8.769.921	747.673.090	86.471.706	(72.752.059)	13.719.647	(65.571.292)	(51.851.645)
GNL Chile S.A.	33,33%	6.667.361	40.956.832	6.615.453	14.985.955	18.366.245	(8.644.279)	9.721.966	(2.672.785)	7.049.181
Endesa Cemsa S.A.	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Brasil S.A.	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distrilec Inversora S.A.	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2015									
	%Participación	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganancia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral 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
Endesa Cemsa 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.	38,64%	796.102.019	1.994.170.371	653.756.271	725.006.818	2.016.488.835	(1.898.139.782)	118.349.053	(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.

13.3 Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.

A continuación se incluye información al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que Enel Generación Chile posee negocio conjunto:

	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	
%Participación	**51,0%**	**51,0%**	**50,0%**	**50,0%**
	30-09-2016 M$	**31-12-2015 M$**	**30-09-2016 M$**	**31-12-2015 M$**
Total de Activos corrientes	1.208.002	502.938	6.099.346	4.870.520
Total de Activos no corrientes	15.159.321	15.159.321	12.007.698	12.228.334
Total de Pasivos corrientes	2.517.507	3.290.947	299.875	463.983
Total de Pasivos no corrientes	68.081	56.685	1.643.379	1.674.416
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.088.370	428.440	5.528.917	4.457.803
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.090.518	2.099.517
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(579.821)	(529.169)
Ingresos procedentes de intereses	11.458	20.009	98.958	1.652.413
Gasto por impuestos a las ganancias	-	(8.586)	(130.566)	(496.978)
Ganancia (pérdida)	**(3.132.892)**	**(4.733.482)**	**975.487**	**2.108.449**
Resultado integral	**(3.132.892)**	**(4.733.482)**	**975.487**	**2.108.449**

- Restricciones a la disposición de fondos de asociadas

Al 30 de septiembre de 2016, no existen restricciones a la disposición de fondos de asociadas y controles conjuntos.

13.4 Compromisos y Contingencias.

Al 30 de septiembre de 2016, no existen compromisos y contingencias en compañías asociadas y negocio conjunto.

14. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Activos Intangibles Neto	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Activos Intangibles Identificables, Neto	**18.225.742**	**20.905.426**
Servidumbres y Derechos de Agua	6.130.423	8.052.525
Programas Informáticos	4.991.010	12.373.049
Otros Activos Intangibles Identificables	7.104.309	479.852

Activos Intangibles Bruto	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	**33.268.076**	**34.329.497**
Servidumbres y Derechos de Agua	6.712.729	8.634.831
Programas Informáticos	16.715.815	25.214.814
Otros Activos Intangibles Identificables	9.839.532	479.852

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(15.042.334)**	**(13.424.071)**
Servidumbres y Derechos de Agua	(582.306)	(582.306)
Programas Informáticos	(11.724.805)	(12.841.765)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.735.223)	-

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

Año 2016

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo M$	Servidumbres y Derechos de Agua M$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M$	Programas Informáticos M$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo inicial al 1 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	-	627.472	-	-	873.940	**1.501.412**
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	-	-	-	-	2.857	**2.857**
Amortización	-	-	-	(1.619.491)	(14.536)	**(1.634.027)**
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	**-**	**(1.922.102)**	**-**	**(7.382.039)**	**6.624.457**	**(2.679.684)**
Saldo Final Activos Intangibles al 30-09-2016	**-**	**6.130.423**	**-**	**4.991.010**	**7.104.309**	**18.225.742**

(*) Ver Nota 16.g).10

Año 2015

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo M$	Servidumbres y Derechos de Agua M$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M$	Programas Informáticos M$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo Inicial al 1 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 Final activos intangibles al 31-12-2015	**-**	**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, M$2.990.986 y M$2.580.352 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013.

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 marzo de 2015 (ver Nota 3.d).

Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre 2015, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

15. PLUSVALÍA.

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

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01-01-2016 M$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M$	Saldo Final 30-09-2016 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
Edegel S.A.A.	Edegel S.A.A.	-	-	-	-
Emgesa S.A.E.S.P.	Emgesa S.A.E.S.P.	-	-	-	-
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	-	-	-	-
Total		**24.860.356**	**-**	**-**	**24.860.356**

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01-01-2015 M$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M$	Saldo Final 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
Edegel S.A.A.	Edegel S.A.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)	-
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Hidroeléctrica 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 a continuación:

1. **Empresa Eléctrica Pangue S.A.**

   Con fecha 12 de julio de 2002, Enel Generación Chile 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 2 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangue S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

2. **Inversiones GasAtacama Holding Limitada.**

   Con fecha 22 de abril de 2014, Enel Generación Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha, (ver Nota 6.d).

3. **Compañía Eléctrica San Isidro S.A.**

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

   Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

   Con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

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 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 (ver Nota 3.b).

16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

a) A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**2.741.170.983**	**2.729.717.092**
Construcción en Curso	583.156.384	511.700.683
Terrenos	51.345.437	51.375.538
Edificios	9.866.300	10.394.207
Planta y Equipo	2.052.561.784	2.109.572.014
Instalaciones Fijas y Accesorios	24.664.325	26.457.203
Arrendamientos Financieros	19.576.753	20.217.447

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**5.255.053.246**	**5.153.576.797**
Construcción en Curso	583.156.384	511.700.683
Terrenos	51.345.437	51.375.538
Edificios	22.465.793	22.542.374
Planta y Equipo	4.482.062.957	4.452.010.828
Instalaciones Fijas y Accesorios	87.262.645	87.187.343
Arrendamientos Financieros	28.760.030	28.760.031

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(2.513.882.263)**	**(2.423.859.705)**
Edificios	(12.599.493)	(12.148.167)
Planta y Equipo	(2.429.501.173)	(2.342.438.814)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(62.598.320)	(60.730.140)
Arrendamientos Financieros	(9.183.277)	(8.542.584)

b) A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Plantas y Equipos para el período 2016 y ejercicio 2015:

Movimiento año 2016		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016		**511.700.683**	**51.375.538**	**10.394.207**	**2.109.572.014**	**26.457.203**	**20.217.447**	**2.729.717.092**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	139.119.496	-	-	-	21.933	-	**139.141.429**
	Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	**-**
	Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(171.441)	(30.101)	(54.861)	(505.550)	(143.805)	-	**(905.758)**
	Depreciación	-	-	(473.048)	(94.664.047)	(2.107.804)	(640.694)	**(97.885.593)**
	Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	**-**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(34.513.407)**	**-**	**-**	**34.068.130**	**445.277**	**-**	**-**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	-	-	-	-	-	-	**-**
	Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(34.513.407)	-	-	34.068.130	445.277	-	**-**
	Disposiciones y retiros de servicio	**(32.972.038)**	**-**	**-**	**-**	**(8.479)**	**-**	**(32.980.517)**
	Disposiciones	-	-	-	-	-	-	**-**
	Retiros (*)	(32.972.038)	-	-	-	(8.479)	-	**(32.980.517)**
	Disposiciones y retiros de servicio	**(6.909)**	**-**	**2**	**4.091.237**	**-**	**-**	**4.084.330**
	Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	**-**
	Otros incrementos (disminución)	(6.909)	-	2	4.091.237	-	-	**4.084.330**
	Total movimientos	**71.455.701**	**(30.101)**	**(527.907)**	**(57.010.230)**	**(1.792.878)**	**(640.694)**	**11.453.891**
Saldo final al 30 de septiembre de 2016		**583.156.384**	**51.345.437**	**9.866.300**	**2.052.561.784**	**24.664.325**	**19.576.753**	**2.741.170.983**

Ver Nota 16.g).10

Movimiento año 2015		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015		**1.187.912.827**	**59.924.326**	**22.025.921**	**3.868.224.748**	**35.627.709**	**56.713.317**	**5.230.428.848**
Movimientos	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**
	Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	**-**
	Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(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 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)**	
	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 final 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$123.336.694, 98.813.923 y 90.060.652 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013. (Ver nota 4.1).

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$154.140 al 30 de septiembre de 2016 (M$109.612.156 al 31 de diciembre 2015).

d) Costos capitalizados

d.1) Gastos financieros capitalizados:

Los costos capitalizados por concepto de gastos financieros, relacionados con las operaciones continuadas de Enel Generación Chile, ascendió a M$ 1.920.423 y M$1.354.490, durante los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015 respectivamente. La tasa media de financiamientos depende principalmente del área geográfica y varió en un rango comprendido entre un 5,1 % y un 7,55 % al 30 de septiembre de 2016 (entre 5,1% y 8,8% en 2015). (Ver Notas 4.1 y 31)

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$7.021.950 y M$11.759.208, durante los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015, respectivamente.

e) Arrendamiento financiero

Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, las Propiedades, Planta y Equipo incluyen M$19.576.753 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:

	30-09-2016			31-12-2015		
	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$
Menor a un año	2.632.080	851.445	1.780.635	2.840.639	1.007.567	1.833.072
Entre un año y cinco años	13.160.400	1.928.097	11.232.303	14.203.200	2.758.773	11.444.427
Más de cinco años	5.343.685	475.847	4.867.838	7.897.586	513.553	7.384.033
Total	**21.136.165**	**3.255.389**	**17.880.776**	**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 30 de septiembre de 2016 y 2015 incluyen M$957.084 y M$982.964 respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 30 de septiembre de 2016 y 2015, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Menor a un año	1.800.230	1.764.360
Entre un año y cinco años	7.443.077	7.361.782
Más de cinco años	8.971.988	8.769.808
Total	**18.215.295**	**17.895.950**

g) Otras informaciones.

1. Enel Generación Chile mantenía al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M$223.958.679 y M$226.793.674, respectivamente.

2. Al 30 de septiembre de 2016 Enel Generación Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos y al 31 de diciembre de 2015 el monto ascendía a M$13.903.028 (ver Nota 34.1).

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 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura 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 Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("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 Construcao e Administracao de Projetos Ltda."; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarne 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 UF796.594,29 (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 surge 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 ha decidido 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") 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 han puesto de manifiesto una serie de nuevos antecedentes que, habiéndose evaluado por la compañía, han supuesto la identificación y definición de una nueva UGE para todos los activos de Generación en Chile. En análisis realizado se sostiene 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 han configurado condiciones que provocan la necesidad de reversar la pérdida por deterioro antes indicada. 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. 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 un 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.

9. 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.

   Al 31 de diciembre de 2015, las Propiedades Plantas y Equipos de las filiales extranjeras de Enel Generación Chile fueron reclasificados a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Estos activos han sido dados 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 4.1).

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 29).

17. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a) El origen de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 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$	M$
Saldo Inicial al 1 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	446.024	718.477	(622.376)	-	(1.550.108)	(770.284)	**(1.778.267)**
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Reservas Varias	-	-	-	-	-	-	**-**
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Reservas Varias	-	-	-	-	-	-	**-**
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	-	-	-	-	-	46.286	**46.286**
	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	9.032	(22.675)	-	-	-	**(13.643)**
	Otros incrementos (decrementos)	(200.755)	(610.620)	645.051	-	(57)	21.327	**(145.054)**
Saldo final al 30 de septiembre de 2016		**5.227.742**	**1.578.595**	**-**	**-**	**11.170.304**	**(1)**	**17.976.640**

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$	M$
Saldo Inicial al 1 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 final 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$	M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016		**216.682.401**	**285.255**	**-**	**-**	**-**	**792.050**	**217.759.706**
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(15.261.519)	-	-	-	-	(56.581)	**(15.318.100)**
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Reservas Varias	-	-	-	-	-	21	**21**
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Reservas Varias	(5.555.110)	-	-	-	-	-	**(5.555.110)**
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(73.152)	-	-	-	-	-	**(73.152)**
	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	**-**
	Otros incrementos (decrementos)	(183.729)	-	-	-	-	-	**(183.729)**
Saldo final al 30 de septiembre de 2016		**195.608.891**	**285.255**	**-**	**-**	**-**	**735.490**	**196.629.636**

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$	M$
Saldo Inicial al 1 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 final al 31 de diciembre de 2015		**216.682.401**	**285.255**	**-**	**-**	**-**	**792.050**	**217.759.706**

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 30 de septiembre de 2016, el Grupo no tiene activos por impuestos diferidos que no hayan sido reconocidos por pérdidas tributarias (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 imponibles, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2016 asciende a M$172.770.311 (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 30 de septiembre de 2016 asciende a M$300.418.196 (M$471.291.386 al 31 diciembre de 2015).

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de la autoridad tributaría 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 periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación corresponden a los años 2012 al 2014.

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

Al 31 de marzo de 2016, los activos y pasivos asociados a las operaciones que Enel Generación Chile realiza fuera de Chile han sido reclasificados a mantenidos para distribuir a los propietarios. Del mismo modo, los resultados han sido reclasificados a operaciones discontinuadas. (Ver notas 3.j, 4.1 y anexo 2)

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	30 de septiembre de 2016			30 de septiembre de 2015		
	Importe antes de Impuestos M$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de Impuestos M$	Importe antes de Impuestos M$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de Impuestos M$
Activos financieros disponibles para la venta	80	(21)	59	(441.615)	16	(441.599)
Cobertura de flujo de caja	83.276.351	(22.816.082)	60.460.269	(123.718.609)	32.602.307	(91.116.302)
Ajustes por conversión	(139.528.224)	-	(139.528.224)	(165.316.991)	-	(165.316.991)
Ajustes de asociadas y negocios conjuntos	(12.620.486)	-	(12.620.486)	(867.096)	-	(867.096)
Ganancias (Pérdidas) actuariales definidas como beneficios de planes de pensiones	-	-	-	214.583	(136.340)	78.243
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	**(68.872.279)**	**(22.816.103)**	**(91.688.382)**	**(290.129.728)**	**32.465.983**	**(257.663.745)**

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance y resultados integrales al período 30 de septiembre de 2016, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance y resultados Integrales	30-09-2016 M$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuadas	(21)
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(23.419.315)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuadas	603.233
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**(22.816.103)**

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.

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de septiembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos que devengan intereses	20.682.062	890.632.976	18.446.476	826.380.628
Instrumentos derivados de cobertura (*)	2.054.101	51.360.873	328.415	78.768.620
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	5.875.978	4.077.122	9.146.674	12.048.542
Total	**28.612.141**	**946.070.971**	**27.921.565**	**917.197.790**

(*) Ver Nota 20.2.a.
(**) Ver Nota 20.2.b.

Préstamos que devengan intereses

18.1 El detalle de este rubro de corto y largo plazo al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	30 de septiembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos bancarios	143.163	98.223.593	58	-
Obligaciones no garantizadas	18.758.264	776.309.242	16.613.346	807.552.168
Arrendamiento financiero (*)	1.780.635	16.100.141	1.833.072	18.828.460
Total	**20.682.062**	**890.632.976**	**18.446.476**	**826.380.628**

(*)Ver Nota 16.e

18.2 El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 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 30-09-2016	Vencimiento					Total No Corriente al 30-09-2016
					Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$		Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	M$
Chile	US$	2,41%	1,75%	Sin Garantía	143.157	-	**143.157**	98.223.593	-	-	-	-	**98.223.593**
Chile	CH$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	6	-	**6**	-	-	-	-	-	**-**
				Total	**143.163**	**-**	**143.163**	**98.223.593**	**-**	**-**	**-**	**-**	**98.223.593**

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2015	Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2015
					Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	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$	M$
Chile	US$	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	**-**	-	-	-	-	-	**-**
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 al 30 de septiembre de 2016 asciende a M$98.693.687 (M$0 al 31 de diciembre de 2015), respectivamente. 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	30-09-2016									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%	6,00%	Al Vencimiento	6	-	6	-	-	-	-	-	-	58	-	58	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Chile	Extranjero	The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd.	E.E.U.U.	US$	2,41%	1,75%	Al Vencimiento	143.157	-	143.157	18.416.923	-	-	-	-	18.416.923	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Chile	Extranjero	BancoEstado de Chile. N.Y. Branch	E.E.U.U.	US$	2,41%	1,75%	Al Vencimiento	-	-	-	17.680.247	-	-	-	-	17.680.247	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Chile	Extranjero	Citibank N.A.	E.E.U.U.	US$	2,41%	1,75%	Al Vencimiento	-	-	-	13.996.863	-	-	-	-	13.996.863	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Chile	Extranjero	Credit Agricole Corporate and Investment Bank	E.E.U.U.	US$	2,41%	1,75%	Al Vencimiento	-	-	-	13.996.863	-	-	-	-	13.996.863	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Chile	Extranjero	Export Development Canada	Canada	US$	2,41%	1,75%	Al Vencimiento	-	-	-	13.996.863	-	-	-	-	13.996.863	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Chile	Extranjero	Mizuho Bank, Ltd.	E.E.U.U.	US$	2,41%	1,75%	Al Vencimiento	-	-	-	13.996.862	-	-	-	-	13.996.862	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Chile	Extranjero	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	E.E.U.U.	US$	2,41%	1,75%	Al Vencimiento	-	-	-	6.138.972	-	-	-	-	6.138.972	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Total		**M$**				143.163	-	**143.163**	98.223.593	-	-	-	-	**98.223.593**	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.

18.3 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 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 30-09-2016 M$	Vencimiento					Total No Corriente al 30-09-2016 M$
					Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$		Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	
Chile	US$	6,99%	6,90%	Sin Garantía	5.127.072	2.661.713	**7.788.785**	-	-	-	-	457.632.100	**457.632.100**
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	8.242.152	2.727.327	**10.969.479**	5.454.654	5.454.654	5.454.654	5.454.654	296.858.526	**318.677.142**
				Total	**13.369.224**	**5.389.040**	**18.758.264**	**5.454.654**	**5.454.654**	**5.454.654**	**5.454.654**	**754.490.626**	**776.309.242**

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2015 M$	Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2015 M$
					Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$		Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	
Chile	US$	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**

18.4 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre 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 30 de septiembre de 2016 asciende a M$1.024.647.169 (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	Garantia	30-09-2016									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	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US$	7,96%	7,88%	No	-	1.748.459	1.748.459	-	-	-	-	134.384.548	134.384.548	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	-	559.122	559.122	-	-	-	-	45.986.468	45.986.468	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	-	354.132	354.132	-	-	-	-	21.145.675	21.145.675	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	5.127.072	-	5.127.072	-	-	-	-	256.115.409	256.115.409		2.548.685	2.548.685					275.784.382	275.784.382
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	4.668.514	2.727.327	7.395.841	5.454.654	5.454.654	5.454.654	5.454.654	38.086.402	59.905.018	-	6.232.249	6.232.249	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	97.036.000-k	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	3.573.638	-	3.573.638	-	-	-	-	258.772.124	258.772.124	-	529.138	529.138	-	-	-	-	252.733.016	252.733.016
				Total	M$					13.369.224	5.389.040	**18.758.264**	5.454.654	5.454.654	5.454.654	5.454.654	754.490.626	**776.309.242**	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	30-09-2016									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$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S	Chile	76.555.400-4	Transelec S.A	Chile	US$	6,50%	1.780.635	-	1.780.635	2.632.080	2.437.017	1.926.468	2.051.689	7.052.887	16.100.141	-	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$					**1.780.635**						**16.100.141**			**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.

18.5 Deuda de cobertura.

De la deuda en Enel Generación Chile, al 30 de septiembre de 2016, M$853.013.357 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota3.m.) Al 31 de diciembre de 2015 dichos montos ascendía a M$814.080.185.

El movimiento al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 en el rubro "Patrimonio total: Reservas de Coberturas" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

RESERVAS DE COBERTURAS	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio	**(122.448.723)**	**(64.530.211)**
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	31.187.986	(70.199.670)
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	9.720.482	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)	**(81.540.255)**	**(122.448.724)**

(*) Corresponde a los efectos generados por la deuda financiera de Edegel (Ver nota 4.1 y Anexo 2)

18.6 Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, Enel Generación Chile disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M$412.581.613 y M$142.032.000 respectivamente.

19. 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.

19.1. Riesgo de tasa de interés.

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

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

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

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

Posición bruta:

	30-09-2016 %	**31-12-2015 %**
Tasa de interés fijo y/o protegida	82%	92%
Total	**82%**	**92%**

19.2. Riesgo de tipo de cambio.

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- 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$ 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.

19.3. 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 30 de septiembre de 2016 habían operaciones swaps vigentes por 257 mil barriles de petróleo Brent a liquidarse entre octubre y noviembre de 2016, de gas Henry Hub Swaps por 6.3 Mill. MMBTU a liquidarse entre octubre de 2016 y septiembre de 2017, de carbón API2 por 315 mil toneladas a liquidarse entre octubre y diciembre de 2016, de carbón API4 por 65 mil toneladas a liquidarse entre octubre y noviembre de 2016 y de transporte de carbón BCI7 por 220 mil toneladas a liquidarse entre octubre y noviembre de 2016. Al 31 de diciembre de 2015 habían operaciones swaps vigentes por 133 mil barriles de petróleo Brent.

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

19.4. Riesgo de liquidez.

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 18, 20 y anexo N° 4).

Al 30 de septiembre de 2016, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de M$ 110.174.499 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 412.581.613 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.

19.5. 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.

19.6. 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$105.409.461.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

20.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

	30 de septiembre 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	-	-	-	879.599
Otros activos de carácter financiero	62.992	359.074.891	296.109	-
Total corriente	**62.992**	**359.074.891**	**296.109**	**879.599**
Instrumentos de patrimonio	-	-	3.002.337	-
Instrumentos derivados	-	-	-	25.498.643
Otros activos de carácter financiero	-	14.632.109	715.597	-
Total no corriente	**-**	**14.632.109**	**3.717.934**	**25.498.643**
Total	**62.992**	**373.707.000**	**4.014.043**	**26.378.242**

	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, 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

	30 de septiembre de 2016		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Derivados financieros de cobertura M$
Préstamos que devengan interés	-	20.682.062	-
Instrumentos derivados	5.875.978	-	2.054.101
Otros pasivos de carácter financiero	-	356.748.027	-
Total corriente	**5.875.978**	**377.430.089**	**2.054.101**
Préstamos que devengan interés	-	890.632.976	-
Instrumentos derivados	4.077.122	-	51.360.873
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.913.204	-
Total no corriente	**4.077.122**	**892.546.180**	**51.360.873**
Total	**9.953.100**	**1.269.976.269**	**53.414.974**

	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**

20.2 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 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 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:

	30 de septiembre de 2016				31 de diciembre de 2015			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cobertura de tipo de cambio:	**879.599**	**25.498.643**	**2.054.101**	**51.360.873**	**76.703**	**18.716.463**	**328.415**	**78.768.620**
Cobertura de flujos de caja	879.599	25.498.643	2.054.101	51.360.873	76.703	18.716.463	328.415	78.768.620
Total	**879.599**	**25.498.643**	**2.054.101**	**51.360.873**	**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	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(27.036.732)	(60.303.869)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del período terminado al 30 de septiembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

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

Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 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:

	30 de septiembre de 2016				31 de diciembre de 2015			
	Activo Corriente M$	Pasivo Corriente M$	Activo No Corriente M$ M$	Pasivo No Corriente M$ M$	Activo Corriente M$	Pasivo Corriente M$	Activo No Corriente M$ M$	Pasivo No Corriente M$ M$
Instrumentos derivados no cobertura	-	5.875.978	-	4.077.122	-	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 Cóndores. 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 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

Derivados financieros	30 de septiembre de 2016						
		Valor nocional					
	Valor razonable M$	Antes de 1 Año M$	1 - 2 Años M$	2 - 3 Años M$	3 - 4 Años M$	4 - 5 Años M$	Total M$
Cobertura de tipo de cambio:	**(27.036.732)**	**-**	**-**	**-**	**518.771.979**	**-**	**518.771.979**
Cobertura de flujos de caja	(27.036.732)	-	-	-	518.771.979	-	518.771.979
Derivados no designados contablemente de cobertura	**(9.953.100)**	**48.958.825**	**35.261.602**	**-**	**-**	**-**	**84.220.427**
Total	**(36.989.832)**	**48.958.825**	**35.261.602**	**-**	**518.771.979**	**-**	**602.992.406**

Derivados financieros	31 de diciembre de 2015						
		Valor nocional					
	Valor razonable M$	Antes de 1 Año M$	1 - 2 Años M$	2 - 3 Años M$	3 - 4 Años M$	4 - 5 Años M$	Total M$
Cobertura de tipo de cambio:	**(60.303.869)**	**-**	**-**	**-**	**541.153.412**	**-**	**541.153.412**
Cobertura de flujos de caja	(60.303.869)	-	-	-	541.153.412	-	541.153.412
Derivados no designados contablemente de cobertura	**(21.195.216)**	**55.337.986**	**52.761.844**	**22.737.409**	**-**	**-**	**130.837.239**
Total	**(81.499.085)**	**55.337.986**	**52.761.844**	**22.737.409**	**541.153.412**	**-**	**671.990.651**

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

20.3 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 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
	30-09-2016 M$	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	26.378.242	-	26.378.242	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	3.527.103	-	3.527.103	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	322.395	-	322.395	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	716.066	469	715.597	-
Total	**30.943.806**	**469**	**30.943.337**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	53.414.974	-	53.414.974	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	9.953.100	-	9.953.100	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	1.191.954	-	1.191.954	-
Total	**64.560.028**	**-**	**64.560.028**	**-**

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
	31-12-2015 M$	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	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 previsibles 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 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

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

El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**30-09-2016 M$**	**31-12-2015 M$**	**30-09-2016 M$**	**31-12-2015 M$**
Acreedores comerciales	135.094.812	136.780.985	-	-
Otras cuentas por pagar	171.355.604	223.678.624	1.661.677	5.975.686
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	**306.450.416**	**360.459.609**	**1.661.677**	**5.975.686**

El detalle de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**30-09-2016 M$**	**31-12-2015 M$**	**30-09-2016 M$**	**31-12-2015 M$**
Proveedores por compra de energía	59.831.272	79.795.564	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	75.263.540	56.985.421	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	6.060.518	6.346.470	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	142.296.098	155.292.735	65.913	-
IVA débito fiscal (IGV / ICMS)	1.397.668	3.218.085	-	-
Dividendos por pagar a terceros	2.444.657	34.076.876	-	-
Reparto de Capital a terceros	-	1.804.507	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	8.497.350	6.402.157	-	-
Cuentas por pagar al personal	9.942.751	15.669.083	-	-
Otras cuentas por pagar	716.562	868.711	1.595.764	5.975.686
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	**306.450.416**	**360.459.609**	**1.661.677**	**5.975.686**

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

El detalle de los pagos al día vencidos al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 se expone en anexo 7.

22. PROVISIONES.

a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
Provisiones	**30-09-2016 M$**	**31-12-2015 M$**	**30-09-2016 M$**	**31-12-2015 M$**
Reclamaciones legales	5.768.824	9.798.765	-	-
Desmantelamiento, restauración (*)	-	-	56.682.718	50.702.975
Otras provisiones	5.818.849	5.818.849	-	-
Total	**11.587.673**	**15.617.614**	**56.682.718**	**50.702.975**

(*) Ver Nota 3.a.

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.

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 durante el período 2016 y ejercicio 2015 es el siguiente:

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M$	Por Desmantelamiento, Restauración M$	Medio Ambiente M$	Otras Provisiones M$	Total M$
Saldo Inicial 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	920.778	4.091.238	-	-	5.012.016
Provisión Utilizada	(4.948.437)	-	-	-	(4.948.437)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	1.888.505	-	-	1.888.505
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(2.282)	-	-	-	(2.282)
Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-
Total Movimientos en Provisiones	**(4.029.941)**	**5.979.743**	**-**	**-**	**1.949.802**
Saldo Final al 30 de septiembre de 2016	**5.768.824**	**56.682.718**	**-**	**5.818.849**	**68.270.391**

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M$	Por Desmantelamiento, Restauración M$	Medio Ambiente M$	Otras Provisiones M$	Total M$
Saldo Inicial 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 Discontinuadas	(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 Final 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.

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

23.1 Aspectos generales

Enel Generación Chile y Gas Atacama, 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.I.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.

23.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros

a) Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
Obligaciones post empleo	14.140.820	15.271.416
Total	**14.140.820**	**15.271.416**
Porción no corriente	**14.140.820**	**15.271.416**

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	**M$**
Saldo Inicial al 1 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	(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)
Otros	-
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**15.271.416**
Costo del servicio corriente	598.850
Costo por intereses	527.317
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	-
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	-
Diferencia de conversión de moneda extranjera	-
Contribuciones pagadas	(2.768.984)
Costos de servicios pasados	-
Transferencia de personal	502.624
Traspaso a pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios (ver nota 4.2)	-
Otros	9.597
Saldo al 30 de septiembre de 2016	**14.140.820**

(*) 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 por los períodos al 30 de septiembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	598.850	1.358.552
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	527.317	2.473.199
Total gasto reconocido en el estado de resultados	**1.126.167**	**3.831.751**
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	(214.583)
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	**1.126.167**	**3.617.168**

23.3 Otras revelaciones

Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

	Chile	
	30-09-2016	31-12-2015
Tasas de descuento utilizadas	5,00%	5,00%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%
Tablas de mortalidad	RV 2009	RV 2009
Tasa de Rotación Esperada	7%	7%

Sensibilización:

Al 30 de septiembre 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$834.370 (M$922.260 al 31 de diciembre de 2015) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M$1.070.150 (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 asciende a M$166.287.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo Enel Generación Chile corresponde a 7,74 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M$
1	166.287
2	1.445.720
3	1.182.501
4	1.581.429
5	1.141.078
más de 5	2.196.698

Otros antecedentes

Al 31 de diciembre de 2015, los pasivos por beneficios post empleo de las filiales extranjeras de Enel Generación Chile fueron reclasificados a mantenidos para distribuir a los propietarios. Estos pasivos han sido dados 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 4.1)

En consideración a lo anterior, los resultados por los periodos finalizados al 30 septiembre de 2016 y 2015 han sido reclasificados a operaciones discontinuadas.

24. PATRIMONIO TOTAL.

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

24.1.1 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 escindente 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 4.1).

En consecuencia, al 30 de septiembre 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 que, una vez efectuada la distribución a Endesa Américas S.A. antes indicada, asciende a M$85.511.492 al 30 de septiembre de 2016.

24.1.2 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 liquidas 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 liquidas 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 quedara 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

24.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 30 de septiembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Diferencias de cambio por conversión acumuladas	30 de septiembre de 2016 M$	30 de septiembre de 2015 M$
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	15.256.467	19.279.942
Emgesa S.A. E.S.P.	-	43.843.537
Generandes Perú	-	95.379.184
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	-	(51.103.155)
Endesa Argentina S.A.	-	(13.447.697)
Central Costanera S.A.	-	10.918.347
Enel Brasil S.A.	-	(225.883.149)
GNL Quintero S.A.	-	(1.432.199)
Otros	2.859.996	(1.353.902)
TOTAL	**18.116.463**	**(123.799.092)**

24.3 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.

24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

Al 30 de septiembre de 2016, no existen restricciones a la disposición de fondos de filiales.

24.5 Otras Reservas.

Al 30 de septiembre de 2016 y 2015 la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2016 M$	Movimiento 2016 M$	Saldo al 30 de septiembre de 2016 M$
Diferencias de cambio por conversión	19.691.866	(1.575.403)	18.116.463
Coberturas de flujo de caja	(205.691.575)	76.579.842	(129.111.733)
Remedición de activos financieros disponibles para la venta	(1.046)	58	(988)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(202.189.042)	202.189.042	-
Otras reservas varias	(719.716.306)	675.229.092	(44.487.214)
TOTAL	**(1.107.906.103)**	**952.422.631**	**(155.483.472)**

	Saldo al 1 de enero de 2015 M$	Movimiento 2015 M$	Saldo al 30 de septiembre de 2015 M$
Diferencias de cambio por conversión	(11.409.870)	(112.389.222)	(123.799.092)
Coberturas de flujo de caja	(117.559.279)	(88.881.439)	(206.440.718)
Remedición de activos financieros disponibles para la venta	(1.020)	(118.706)	(119.726)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-
Otras reservas varias	(719.216.262)	(892.991)	(720.109.253)
TOTAL	**(848.186.431)**	**(202.282.358)**	**(1.050.468.789)**

- Reserva de diferencias de cambio por conversión: Provienen 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).

- Remedición 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 períodos al 30 de septiembre de 2016 y 2015:

Detalle Otras Reservas	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$
Reserva por reestructuración societaria ("División") (1)	452.852.776	-
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	132.340	20.989.760
Total Otras Reservas	**(44.487.214)**	**(720.109.253)**

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 4.1 y 24.1.1).

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 proveniente de combinaciones de negocio bajo control común y compras de interés minoritario.

24.6 Participaciones no controladoras.

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

		Participación de Control			
		Patrimonio		Ganacias (Pérdidas)	
Compañías	% Particip. no controladoras	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	10.023.866	10.900.863	5.050.613	6.183.061
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	3,79%	21.979.237	20.589.138	1.421.394	1.928.744
Emgesa S.A. E.S.P.	73,13%	-	584.922.225	23.510.575	127.985.448
Generandes Perú	39,00%	-	118.101.218	5.488.220	14.510.877
Edegel S.A.A	16,40%	-	91.467.160	4.257.097	11.253.304
Chinango S.A.C.	20,00%	-	14.268.911	697.822	2.279.936
Central Costanera S.A.	24,32%	-	3.759.405	(1.729.294)	1.540.474
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	32,33%	-	48.208.347	7.090.623	4.005.714
Otras	-	-	3.482.905	498.372	285.762
TOTAL		**32.003.103**	**895.700.172**	**46.285.422**	**169.973.320**

25. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuenta de resultados al 30 de septiembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	Saldo al 30-09-2016 M$	Saldo al 30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
Ventas de energía	**1.159.135.838**	**1.077.215.296**
Generación	**1.159.135.838**	**1.077.215.296**
Clientes Regulados	896.456.588	781.810.468
Clientes no Regulados	171.725.682	173.853.301
Ventas de Mercado Spot	81.862.806	118.809.960
Otros Clientes	9.090.762	2.741.567
Otras ventas	**62.497.174**	**21.415.581**
Ventas de gas	61.247.757	17.729.624
Ventas de productos y servicios	1.249.417	3.685.957
Otras prestaciones de servicios	**45.864.454**	**29.281.804**
Peajes y trasmisión	41.028.034	25.644.855
Otras prestaciones	4.836.420	3.636.949
Total Ingresos ordinarios	**1.267.497.466**	**1.127.912.681**

Otros Ingresos de Explotación	Saldo al 30-09-2016 M$	Saldo al 30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
Otros Ingresos	8.748.361	3.485.213
Total Otros Ingresos de explotación	**8.748.361**	**3.485.213**

(*) Ver Nota 4.1.II.ii)

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de septiembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-09-2016 M$	30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
Compras de energía	(269.961.284)	(246.551.238)
Consumo de combustible	(252.430.648)	(289.424.649)
Gastos de transporte	(149.296.507)	(126.196.301)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(36.814.004)	(50.691.456)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(708.502.443)**	**(712.863.644)**

(*) Ver Nota 4.1.II.ii)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 30 de septiembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Gastos de personal	Saldo al	
	30-09-2016 M$	30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
Sueldos y salarios	(34.795.205)	(43.754.656)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(598.850)	(797.660)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(4.973.147)	(9.934.607)
Otros gastos de personal	(3.774.041)	-
Total	**(44.141.243)**	**(54.486.923)**

(*) Ver Nota 4.1.II.ii)

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de septiembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

	Saldo al	
	30-09-2016 M$	30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
Depreciaciones (***)	(97.885.593)	(90.311.388)
Amortizaciones	(1.634.027)	(983.047)
Subtotal	**(99.519.620)**	**(91.294.435)**
Reverso (pérdidas) por deterioro (**)	-	109.557
Total	**(99.519.620)**	**(91.184.878)**

(**) Pérdidas por deterioro	Saldo al	
	30-09-2016 M$	30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
(Pérdida) por deterioro activo fijo	-	109.557
Total	**-**	**109.557**

(*) Ver Nota 4.1.II.ii)
(***) Ver Nota 16.b

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de septiembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-09-2016 M$	30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
Servicios profesionales independientes y externalizados	(20.887.588)	(23.140.328)
Otros Suministros y Servicios	(11.313.801)	(10.994.291)
Primas de seguros	(11.482.302)	(10.126.633)
Tributos y tasas	(3.154.275)	(3.994.776)
Reparaciones y conservación	(1.579.265)	(1.986.802)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(481.677)	(267.551)
Arrendamientos y cánones	(957.084)	(982.964)
Gastos de medioambiente	(953.870)	(1.522.721)
Castigo proyectos Huechún y Chillán (**)	(2.549.926)	-
Castigo de proyectos en curso (**)	(32.834.160)	-
Otros aprovisionamientos	(3.096.957)	(437.539)
Gastos de viajes	(1.378.573)	(1.533.832)
Indemnizaciones y multas	(426.645)	(292.126)
Total otros gastos por naturaleza	**(91.096.123)**	**(55.279.563)**

(*) Ver Nota 4.1.II.ii)
(**) Ver nota 16.g).10
(***) Ver nota 16.g).10

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del período. El monto de estos gastos al 30 de septiembre de 2016 y 2015 ascendió a M$953.870 y M$1.522.721 respectivamente (Ver Nota 37)

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 30 de septiembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30-09-2016 M$	30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
Ganancia por venta participación Tunel El Melón (**)	-	4.207.167
Ganancia por venta GNL Quintero (***)	121.325.018	-
Otros	113.778	(193.744)
Total Otras ganancias (pérdidas)	**121.438.796**	**4.013.423**

(*) Ver Nota 4.1.II.ii)
(**) Ver Notas 2.4.1 y 4.2
(***) Ver Nota 13.1.b)

31. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 30 de septiembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Ingresos Financieros	Saldo al 30-09-2016 M$	Saldo al 30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
Efectivo y otros medios equivalentes	1.291.329	94.770
Otros ingresos financieros	2.721	63.661
Total Ingresos Financieros	**1.294.050**	**158.431**

Costos Financieros	Saldo al 30-09-2016 M$	Saldo al 30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
Costos Financieros	**(42.153.922)**	**(50.224.176)**
Préstamos bancarios	(1.501.857)	(34.284)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(32.878.368)	(40.124.564)
Valoración derivados financieros	(1.023.905)	(1.373.503)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(527.317)	(569.483)
Gastos financieros activados	1.920.423	1.354.490
Formalización de deudas y otros gastos asociados	(1.412.431)	(1.112.802)
Otros	(6.730.467)	(8.364.030)
Resultado por Unidades de Reajuste (a)	**472.023**	**2.915.547**
Diferencias de Cambio (b)	**17.647.230**	**(48.137.855)**
Positivas	51.367.304	24.095.969
Negativas	(33.720.074)	(72.233.824)
Total Costos Financieros	**(24.034.669)**	**(95.446.484)**
Total Resultado Financieros	**(22.740.619)**	**(95.288.053)**

(*)Ver Nota 4.1.II.ii)

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)	Saldo al 30-09-2016 M$	Saldo al 30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
Otros activos no financieros	5.952.100	7.197.900
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	451.880	526.336
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.545.427	4.354.149
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(7.477.384)	(9.162.838)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**472.023**	**2.915.547**

Diferencias de Cambio (b)	Saldo al 30-09-2016 M$	Saldo al 30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.412.739	1.480.935
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	25.001.576	8.984.876
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	5.208.189	12.161.614
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(7.204)	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(17.983.767)	(26.639.854)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	4.015.697	(44.125.426)
Total Diferencias de Cambio	**17.647.230**	**(48.137.855)**

(*) Ver Nota 4.1.II.ii)

32. 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	Saldo al	
	30-09-2016 M$	30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
(Gasto) por impuesto corriente	(118.507.287)	(13.126.159)
Ajustes al Impuesto Corriente del ejercicio Anterior	(779.757)	(7.089.972)
Otros (Gastos) por Impuesto Corriente	23.197.808	(30.544.990)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	**(96.089.236)**	**(50.761.121)**
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	13.539.834	14.246.808
Ajustes por impuestos diferidos deejercicios anteriores	-	(264.982)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos diferidos	**13.539.834**	**13.981.826**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**(82.549.402)**	**(36.779.295)**

(*) Ver Nota 4.1.II.ii)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 17.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 30 de septiembre de 2016 y 2015:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	TASA %	30-09-2016 M$	TASA %	30-09-2015 Re-expresados M$ (*)
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**445.564.070**		**145.550.354**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(24,00%)**	**(106.935.378)**	**(22,50%)**	**(32.748.830)**
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	2,26%	10.080.596	2,54%	3.698.390
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(7,33%)	(32.657.913)	(3,54%)	(5.150.874)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de ejercicios anteriores	(0,18%)	(779.757)	(4,87%)	(7.089.972)
Efectos por ajustes a los impuestos diferidos de ejercicios anteriores	-	-	-	(264.982)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	10,72%	47.743.050	3,28%	4.776.973
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	**5,47%**	**24.385.976**	**(2,77%)**	**(4.030.465)**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**(18,53%)**	**(82.549.402)**	**(25,27%)**	**(36.779.295)**

(*) Ver Nota 4.1.II.ii)

33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

33.1 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 en curso, descrito en notas 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.

33.2 Distribución por país

País	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES	565.243.795	567.841.878	-	459.495.019	-	1.980.785.898	-	928.453.235	-	475.985.410	565.243.795	4.412.561.440
Efectivo y equivalentes al efectivo	110.174.499	37.425.233	-	-	-	-	-	-	-	-	110.174.499	37.425.233
Otros activos financieros corrientes	1.238.700	1.011.555	-	-	-	-	-	-	-	-	1.238.700	1.011.555
Otros activos no financieros, corriente	5.493.119	462.748	-	-	-	-	-	-	-	-	5.493.119	462.748
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	317.899.195	363.475.277	-	-	-	-	-	-	-	-	317.899.195	363.475.277
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	79.921.284	68.946.489	-	-	-	-	-	-	-	(78.763)	79.921.284	68.867.726
Inventarios corrientes	32.672.748	36.755.409	-	-	-	-	-	-	-	-	32.672.748	36.755.409
Activos por impuestos corrientes, corriente	17.844.250	14.857.462	-	-	-	-	-	-	-	-	17.844.250	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	-	44.907.705	-	459.495.019	-	1.980.785.898	-	928.453.235	-	476.064.173	-	3.889.706.030
ACTIVOS NO CORRIENTES	2.881.340.228	4.648.220.875	-	-	-	-	-	-	-	(1.782.011.982)	2.881.340.228	2.866.208.893
Otros activos financieros no corrientes	29.216.577	21.718.720	-	-	-	-	-	-	-	-	29.216.577	21.718.720
Otros activos no financieros no corrientes	5.383.527	3.387.709	-	-	-	-	-	-	-	-	5.383.527	3.387.709
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	28.256	35.901	-	-	-	-	-	-	-	-	28.256	35.901
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	14.603.853	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.603.853	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	29.874.294	1.852.588.709	-	-	-	-	-	-	-	(1.806.872.338)	29.874.294	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	18.225.742	20.905.426	-	-	-	-	-	-	-	-	18.225.742	20.905.426
Plusvalía	24.860.356	-	-	-	-	-	-	-	-	24.860.356	24.860.356	24.860.356
Propiedades, planta y equipo	2.741.170.983	2.729.717.092	-	-	-	-	-	-	-	-	2.741.170.983	2.729.717.092
Activos por impuestos diferidos	17.976.640	19.867.318	-	-	-	-	-	-	-	-	17.976.640	19.867.318
TOTAL ACTIVOS	**3.446.584.023**	**5.216.062.753**	**-**	**459.495.019**	**-**	**1.980.785.898**	**-**	**928.453.235**	**-**	**(1.306.026.572)**	**3.446.584.023**	**7.278.770.333**

País	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
PASIVOS CORRIENTES	450.113.386	650.993.509	-	289.631.652	-	1.180.904.567	-	355.978.337	-	50.367.430	450.113.386	2.527.875.495
Otros pasivos financieros corrientes	28.612.141	27.921.565	-	-	-	-	-	-	-	-	28.612.141	27.921.565
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	306.450.416	341.275.697	-	-	-	-	-	-	-	19.183.912	306.450.416	360.459.609
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	57.755.797	250.892.133	-	-	-	-	-	-	-	6.692.352	57.755.797	257.584.485
Otras provisiones corrientes	11.587.673	15.617.614	-	-	-	-	-	-	-	-	11.587.673	15.617.614
Pasivos por impuestos corrientes	45.684.029	14.484.736	-	-	-	-	-	-	-	-	45.684.029	14.484.736
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	1.215.437.349	1.177.739.370	-	-	-	-	-	-	-	29.265.389	1.215.437.349	1.207.004.759
Otros pasivos financieros no corrientes	946.070.971	917.197.790	-	-	-	-	-	-	-	-	946.070.971	917.197.790
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	1.661.677	7.389.664	-	-	-	-	-	-	-	(1.413.978)	1.661.677	5.975.686
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	251.527	97.186	-	-	-	-	-	-	-	-	251.527	97.186
Otras provisiones no corrientes	56.682.718	50.702.975	-	-	-	-	-	-	-	-	56.682.718	50.702.975
Pasivo por impuestos diferidos	196.629.636	187.080.339	-	-	-	-	-	-	-	30.679.367	196.629.636	217.759.706
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	14.140.820	15.271.416	-	-	-	-	-	-	-	-	14.140.820	15.271.416
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PATRIMONIO NETO	1.781.033.288	3.387.329.874	-	169.863.367	-	799.881.331	-	572.474.898	-	(1.385.659.391)	1.781.033.288	3.543.890.079
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.781.033.288	3.387.329.874	-	169.863.367	-	799.881.331	-	572.474.898	-	(1.385.659.391)	1.749.030.185	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	1.266.224.844	1.726.639.411	-	52.817.928	-	217.958.121	-	39.261.286	-	181.696.622	1.266.224.844	2.218.373.368
Primas de emisión	85.511.492	206.008.557	-	-	-	-	-	-	-	-	85.511.492	206.008.557
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Otras reservas	(123.480.369)	(586.940.413)	-	78.737.231	-	435.425.189	-	220.265.205	-	(359.693.143)	(155.483.472)	(1.107.906.103)
PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.003.103	895.700.172
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**3.446.584.023**	**5.216.062.753**	**-**	**459.495.019**	**-**	**1.980.785.898**	**-**	**928.453.235**	**-**	**(1.306.026.572)**	**3.446.584.023**	**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	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$
INGRESOS	**1.276.245.827**	**1.131.397.894**	-	-	-	-	-	-	-	-	**1.276.245.827**	**1.131.397.894**
Ingresos de actividades ordinarias	**1.267.497.466**	**1.127.912.681**	-	-	-	-	-	-	-	-	**1.267.497.466**	**1.127.912.681**
Ventas de energía	1.159.135.838	1.077.215.296	-	-	-	-	-	-	-	-	1.159.135.838	1.077.215.296
Otras ventas	62.497.174	21.415.581	-	-	-	-	-	-	-	-	62.497.174	21.415.581
Otras prestaciones de servicios	45.864.454	29.281.804	-	-	-	-	-	-	-	-	45.864.454	29.281.804
Otros ingresos	8.748.361	3.485.213	-	-	-	-	-	-	-	-	8.748.361	3.485.213
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(708.502.443)**	**(712.863.644)**	-	-	-	-	-	-	-	-	**(708.502.443)**	**(712.863.644)**
Compras de energía	(269.961.284)	(246.551.238)	-	-	-	-	-	-	-	-	(269.961.284)	(246.551.238)
Consumo de combustible	(252.430.648)	(289.424.649)	-	-	-	-	-	-	-	-	(252.430.648)	(289.424.649)
Gastos de transporte	(149.296.507)	(126.196.301)	-	-	-	-	-	-	-	-	(149.296.507)	(126.196.301)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(36.814.004)	(50.691.456)	-	-	-	-	-	-	-	-	(36.814.004)	(50.691.456)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**567.743.384**	**418.534.250**	-	-	-	-	-	-	-	-	567.743.384	**418.534.250**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	7.021.950	11.759.208	-	-	-	-	-	-	-	-	7.021.950	11.759.208
Gastos por beneficios a los empleados	(44.141.243)	(54.486.923)	-	-	-	-	-	-	-	-	(44.141.243)	(54.486.923)
Otros gastos, por naturaleza	(91.096.123)	(55.279.563)	-	-	-	-	-	-	-	-	(91.096.123)	(55.279.563)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**439.527.968**	**320.526.972**	-	-	-	-	-	-	-	-	**439.527.968**	**320.526.972**
Gasto por depreciación y amortización	(99.519.620)	(91.294.435)	-	-	-	-	-	-	-	-	(99.519.620)	(91.294.435)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	109.557	-	-	-	-	-	-	-	-	-	109.557
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**340.008.348**	**229.342.094**	-	-	-	-	-	-	-	-	**340.008.348**	**229.342.094**
RESULTADO FINANCIERO	**(22.740.619)**	**(95.288.053)**	-	-	-	-	-	-	-	-	**(22.740.619)**	**(95.288.053)**
Ingresos financieros	1.294.050	**158.431**	-	-	-	-	-	-	-	-	**1.294.050**	**158.431**
Efectivo y otros medios equivalentes	1.291.329	94.770	-	-	-	-	-	-	-	-	1.291.329	94.770
Otros ingresos financieros	2.721	63.661	-	-	-	-	-	-	-	-	2.721	63.661
Costos financieros	**(42.153.922)**	**(50.224.176)**	-	-	-	-	-	-	-	-	**(42.153.922)**	**(50.224.176)**
Préstamos bancarios	(1.501.857)	(34.284)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.501.857)	(34.284)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(32.878.368)	(40.124.564)	-	-	-	-	-	-	-	-	(32.878.368)	(40.124.564)
Otros	(7.773.697)	(10.065.328)	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.773.697)	(10.065.328)
Resultados por Unidades de Reajuste	472.023	2.915.547	-	-	-	-	-	-	-	-	472.023	2.915.547
Diferencias de cambio	**17.647.230**	**(48.137.855)**	-	-	-	-	-	-	-	-	**17.647.230**	**(48.137.855)**
Positivas	51.367.304	24.095.969	-	-	-	-	-	-	-	-	51.367.304	24.095.969
Negativas	(33.720.074)	(72.233.824)	-	-	-	-	-	-	-	-	(33.720.074)	(72.233.824)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	6.857.545	7.482.890	-	-	-	-	-	-	-	-	6.857.545	7.482.890
Otras ganancias (pérdidas)	**121.438.796**	**4.013.423**	-	-	-	-	-	-	-	-	**121.438.796**	**4.013.423**
Resultado de Otras Inversiones	121.405.252	4.308.902	-	-	-	-	-	-	-	-	121.405.252	4.308.902
Resultados en Ventas de Activos	33.544	(295.479)	-	-	-	-	-	-	-	-	33.544	(295.479)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**445.564.070**	**145.550.354**	-	-	-	-	-	-	-	-	**445.564.070**	**145.550.354**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(82.549.402)	(36.779.295)	-	-	-	-	-	-	-	-	(82.549.402)	(36.779.295)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**363.014.668**	**108.771.059**	-	-	-	-	-	-	-	-	**363.014.668**	**108.771.059**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	5.889.236	(7.819.776)	15.063.586	17.553.289	32.152.791	175.020.217	26.466.832	70.907.283	-		79.572.445	255.661.013
GANANCIA (PÉRDIDA)	**368.903.904**	**100.951.283**	**15.063.586**	**17.553.289**	**32.152.791**	**175.020.217**	**26.466.832**	**70.907.283**	-	-	**442.587.113**	**364.432.072**

País	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$	30-09-2016 M$	30-09-2015 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	245.108.086	237.277.568	13.638.776	44.161.882	47.055.127	174.995.671	8.317.128	117.088.321	-	(2.086.763)	314.119.117	571.436.679
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	84.738.734	(129.758.580)	(5.901.336)	(35.309.450)	(16.448.412)	(124.895.746)	(3.598.013)	(29.492.015)	-	(77.044.005)	58.790.973	(396.499.796)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(267.675.534)	(145.990.210)	(17.813.237)	(8.972.083)	(90.476.446)	(145.739.081)	(22.802.105)	(111.873.250)	-	79.130.768	(398.767.322)	(333.443.856)

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

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

34.1 Garantías directas

Al 30 de septiembre de 2016 no mantiene activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos y al 31 de diciembre de 2015 el monto ascendía a M$ 13.903.028.

Al 30 de septiembre de 2016 Enel Generación Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M$4.154.005.044 (M$3.050.571.988 al 31 de diciembre de 2015).

34.2 Garantías Indirectas

Al 30 de septiembre de 2016 y 2015 no existen Garantías Indirectas.

34.3 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 Enel Generación Chile S.A., 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 Enel Generación Chile S.A., 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 riberanos 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 Enel Generación Chile S.A., 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, Enel Generación Chile S.A., 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 24 de mayo de 2011, Enel Generación Chile S.A., fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pirihueico, en contra de la Resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pirihueico a 900 metros aguas abajo en el rio Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732, que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; y que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Enel Generación Chile S.A., al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el periodo de discusión y dictado el auto de prueba, el que una vez notificado, fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Enel Generación Chile S.A., los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose acto seguido el procedimiento. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de conciliación que estaba pendiente, sin que esta se haya logrado. Terminado el periodo ordinario, extraordinario y especial de prueba con fecha 22 de enero de 2015 se citó a las partes a oír sentencia y con fecha 23 de abril de 2015 se dictó sentencia que acoge la demanda, declarando nulo de derecho público la Resolución DGA N° 732. En su contra, Enel Generación Chile S.A., presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 19 de abril 2016 rechazó los recurso interpuestos, confirmando la sentencia de primera instancia. En contra de dicha resolución Enel Generación Chile S.A., presentó recurso de casación en el fondo, el cual se encuentra pendiente de vista ante la Corte Suprema. Este caso cualitativamente perdió relevancia desde el momento que la compañía decidió renunciar proceso de tramitación ambiental correspondiente al Proyecto Central Neltume. Se dejará de informar.

3. En agosto de 2013 la Superintendencia chilena de Medio Ambiente formuló cargos en contra de Enel Generación Chile S.A., 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. Enel Generación Chile S.A., 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. Enel Generación Chile S.A., 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 Enel Generación Chile S.A.,, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8.640,4 UTA. En su contra, Enel Generación Chile S.A., presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que con fecha 27de 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. A la fecha, dicho monto ya se encuentra pagado. A la fecha, se encuentra pendiente que el Tribunal Ambiental de Valdivia confirme una parte de la multa que aún se encuentra en discusión, relativa a 1.477 UTA, equivalentes a aprox. M$815.286.

4. Con fecha 12 de mayo de 2014, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., (Celta), 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 reciprocas 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$ 47.558.395.- 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 reconvencional en su contra. En ella, Collahuasi solicita al Tribunal declarar que 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 presenta su réplica en la demanda principal y contesta la demanda reconvencional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su dúplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvencional. Con fecha 1 de octubre de 2014, Celta presentó su dúplica a la demanda reconvencional. 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 ha entregado a las partes una base de acuerdo para estudio.

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.

34.4 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 y negativas 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 subscribió en marzo de 2016, por UF 2,8 millones estipula que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio deudor, es decir 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 períodos 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. A esta fecha, la línea de crédito suscrita en el 2014 por US$200 millones, no registra desembolsos, mientras que la línea suscrita este año por US$200 millones, se encuentra girada en US$150 millones (M$98.366.750).

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 exigirlo 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$50 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 30 de septiembre de 2016, el monto adeudado por los Yankee Bonds totaliza M$ 465.420.885.

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$50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 30 de septiembre de 2016, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M$ 329.646.621.

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 S.A 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 30 de septiembre de 2016, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,34.

- 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 30 de septiembre de 2016, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Enel Generación Chile S.A fue de $1.749.030 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 período de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 30 de septiembre de 2016, la relación mencionada fue de 11,53.

- 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 Enersis Américas o Enel Chile, y operaciones de asociadas de largo plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enersis Américas o Enel Chile.; 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 Enersis Américas S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enersis Américas o Enel Chile. Al 30 de septiembre de 2016, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue positiva en US$16,27 millones, indicando que Enersis Américas y/o Enel Chile, son deudores netos 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 30 de septiembre de 2016, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,34.

- 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 30 de septiembre de 2016, la Razón de apalancamiento fue de 0,51.

- 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 30 de septiembre de 2016, el ratio Deuda/EBITDA fue de 1,43.

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

Al 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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.

34.5 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 30 de septiembre de 2016.

35. 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 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, era la siguiente:

País	30-09-2016				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	25	816	37	**878**	**868**
Argentina	-	11	18	**29**	**29**
Perú	-	-	-	**-**	**-**
Colombia	-	-	-	**-**	**-**
Total	**25**	**827**	**55**	**907**	**897**

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, 4.1 y Anexo 2).

36. SANCIONES.

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

Al 30 de septiembre de 2016 están pendientes de resolución 2 sanciones impuestas por i) Seremi de Salud de la Región del Maule y ii) Seremi de Salud del Biobío. La primera de ellas por un monto de 60 UTM, y la segunda de ellas por un monto de $ 500 UTM.

En tanto Celta, filial de Enel Generación Chile fue sancionada en 400 UTM, por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante Resolución Exenta N° 15.369. Actualmente dicha multa se encuentra reclamada administrativamente.

Adicionalmente, durante el año 2016 a la fecha se ha pagado una multa impuesta por la Superintendencia de Medioambiente por un valor de 7.163,4 UTA, y una multa de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles por un monto de $1.355.400.

37. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 30 de septiembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30-09-2016						30-09-2015
				Monto desembolsos M$	Monto Activado M$	Monto Gasto M$	Monto desembolso a futuro M$	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos M$	Monto desembolso período anterior M$
PEHUENCHE	Gastos Medioambientales Centrales Hidroeléctricas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	4.046	-	4.046	-	-	4.046	2.666
ENEL GENERACION CHILE S.A.	Gastos Medioambientales CC. CC.	Los principales gastos efectuados son: Bocamina U1-2: Operación y mantenimieno 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	359.802	-	359.802	-	-	359.802	1.916
	Gastos Medioambientales CC. TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	100.132	-	100.132	-	-	100.132	-
	Gastos Medioambientales CC. HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	147.426	-	147.426	-	-	147.426	-
	C.H. Ralco	Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Maipu	En proceso	2.785.221	2.785.221	-	-	-	2.785.221	-
	C.T. Tal Tal	Abatimiento Nox Taltal: Ingeniería, Obras Civiles y permisos	En proceso	932.537	932.537	-	-	-	932.537	-
CELTA	Estudios, monitoreos y disposición de	Higienización, tratamiento de residuos, sist.de gestión y control de plagas	Terminado	78.221	-	78.221	-	-	78.221	-
	Estudios, monitoreos y análisis de	Retiro y dsposición final de residuos sólidos en C. Térmicas	En proceso	169.473	-	169.473	-	-	169.473	118.416
	Planta ZLD (estudios)	Planta ZLD (estudios)	Terminado	13.470	13.470		-	-	13.470	-
CANELA	Gastos Medioambientales en CC.EE.	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso	94.770	-	94.770	-	-	94.770	4.713
Total				**4.685.098**	**3.731.228**	**953.870**	-	-	**4.685.098**	**127.711**

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30-09-2015 Re-expresados					
				Monto desembolsos M$	Monto Activado M$	Monto Gasto M$	Monto desembolso a futuro M$	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos M$
PEHUENCHE	Gastos ambientales CC.HH	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	2.666	-	2.666	-	-	2.666
ENEL GENERACION CHILE S.A.	Gastos Medioambientales centrales	Tratamiento de residuos, higienización	En proceso	1.396.926	-	1.396.926	-	-	1.396.926
		Monitoreos, Proyecto cems, abatimiento NOX	En proceso	1.855	1.855	-	-	-	1.855
		Proyectos CEMS	En proceso	61	61	-	-	-	61
CELTA	Gastos ambientales en Centrales	Gastos ambientales en Centrales Térmicas	Terminado	118.416	-	118.416	-	-	118.416
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	Terminado	4.713	-	4.713	-	-	4.713
								-	
Total				**1.524.637**	**1.916**	**1.522.721**	**-**	-	**1.524.637**

38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

El detalle de la información financiera resumida al 30 de septiembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

	30 de septiembre de 2016												
	Estados Financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos	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	23.207.614	195.109.807	**218.317.421**	(31.430.639)	(50.507.651)	(136.379.132)	**(218.317.422)**	119.694.444	(18.145.513)	**68.715.820**	-	**68.715.820**
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Consolidado	198.732.740	771.557.066	**970.289.806**	(261.476.919)	(92.015.157)	(616.797.729)	**(970.289.805)**	191.994.204	(124.841.718)	**38.922.404**	(830.716)	**38.091.688**
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	-	-	**-**	-	-	-	**-**	107.473.110	(59.340.857)	**28.336.182**	(1.553.163)	**26.783.019**

	31 de diciembre de 2015												
	Estados Financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos	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**
Endesa 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)**
Central 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)**
Hidroeléctrica 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**
Edegel S.A.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 Endesa Argentina	Consolidado	73.348.681	385.562.798	**458.911.479**	(173.663.474)	(115.955.351)	(169.292.654)	**(458.911.479)**	140.398.933	(9.172.466)	**109.347.016**	(50.970.094)	**58.376.922**

39. HECHOS POSTERIORES.

No se han producidos hechos posteriores significativos entre el 1 de octubre de 2016 y a la fecha de emisión de los estados financieros.

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

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

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	% Control al 30-09-2016			% Control al 31-12-2015			Relación	País	Actividad
			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.	Peso Chileno	96,21%	0,00%	96,21%	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	GasAtacama Chile S.A.	Dólar	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. (1)	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. (2)	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. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Trasnporte y Distribución Comercial de Gas Natural
78.932.860-9	GasAtacama S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Electrica y Gas Natural
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (3)	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	50,00%	50,00%	100,00%	Filial	Chile	Generación de Energía y Transporte de Gas Natural
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.(4)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	98,00%	2,00%	100,00%	98,00%	2,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	99,66%	0,34%	100,00%	99,66%	0,34%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural

(1) Con fecha 12 de septiembre de 2016 GNL Norte fue fusionada con Gas Atacama Chile .S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
(2) 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.
(3) Ver Notas 2.4.1 y 6
(4) Con fecha 9 de Enero de 2015 se vendió Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.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 período 2016 y ejercicio 2015:

Sociedad	% Control al 30 de septiembre de 2016				% Control al 31 de diciembre de 2015			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	-	-	-	-	99,99%	0,01%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A.(1)	-	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
GNL Norte S.A.(1)	-	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
Progas S.A.(1)	-	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
GNL Quintero S.A.(2)	-	100,00%	100,00%	Puesta en	-	-	-	-
Emgesa S.A. E.S.P.	56,43%	0,00%	56,43%	Integración global	-	-	-	-
Emgesa Panama S.A.	0,00%	56,43%	56,43%	Integración global	-	-	-	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	0,00%	94,95%	94,95%	Integración global	-	-	-	-
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	2,48%	65,19%	67,67%	Integración global	-	-	-	-
Hidroinvest S.A.	41,94%	54,15%	96,09%	Integración global	-	-	-	-
Central Costanera S.A.	24,85%	50,82%	75,67%	Integración global	-	-	-	-
Ingendesa do Brasil Ltda.	1,00%	99,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
Edegel S.A.A	29,40%	54,20%	83,60%	Integración global	-	-	-	-
Chinango S.A.C.	0,00%	80,00%	80,00%	Integración global	-	-	-	-
Generandes Perú S.A.	61,00%	0,00%	61,00%	Integración global				
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	0,00%	0,89%	Puesta en equivalencia	-	-	-	-
Endesa Cemsa S.A.	0,00%	45,00%	45,00%	Puesta en equivalencia	-	-	-	-
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	0,00%	0,00%	0,00%	Puesta en equivalencia	-	-	-	-
Central Térmica Manuel Belgrano	0,00%	24,18%	24,18%	Puesta en equivalencia	-	-	-	-
Central Térmica San Martin	0,00%	24,18%	24,18%	Puesta en equivalencia	-	-	-	-
Central Vuelta Obligada S.A.	0,00%	3,45%	3,45%	Puesta en equivalencia	-	-	-	-
Enel Brasil S.A.	34,64%	4,00%	38,64%	Puesta en equivalencia	-	-	-	-

(1) Ver Anexo N°1
(2) Ver Nota 13.1.b)

ANEXO N° 3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:

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

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	% Participación al 30-09-2016			% Participación al 31-12-2015			Relación	País	Actividad
			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.	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.(*)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	20,00%	0,00%	20,00%	Asociadas	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado

(*) Ver Nota 13.1.b)

ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:

Este anexo corresponde a la Nota 18 “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	Vencimiento					Total	Vencimento		Total	Vencimento					Total
				Uno a Tres Meses MS	Tres a Doce Meses MS	Corriente al 30-09-2016 MS	Uno a Dos Años MS	Dos a Tres Años MS	Tres a Cuatro Años MS	Cuatro a Cinco Años MS	Más de Cinco Años MS	No Corriente al 30-09-2016 MS	Uno a Tres Meses MS	Tres a Doce Meses MS	Corriente al 31-12-2015 MS	Uno a Dos Años MS	Dos a Tres Años MS	Tres a Cuatro Años MS	Cuatro a Cinco Años MS	Más de Cinco Años MS	No Corriente al 31-12-2015 MS
Chile	US$	1,75%	No	365.699	1.097.102	**1.462.801**	1.462.803	1.462.803	99.303.186	-	-	**102.228.792**	-	-	**-**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	Ch$	6,00%	No	2	-	**2**	-	-	-	-	-	**-**	4	-	**4**	-	-	-	-	-	**-**
			Total	**365.701**	**1.097.102**	**1.462.803**	**1.462.803**	**1.462.803**	**99.303.186**	**-**	**-**	**102.228.792**	**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	30-09-2016									31-12-2015							
								Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente				
								Menos de 90 días MS	más de 90 días MS	Total Corriente MS	Uno a Dos Años MS	Dos a Tres Años MS	Tres a Cuatro Años MS	Cuatro a Cinco Años MS	Más de Cinco Años MS	Total No Corriente MS	Menos de 90 días MS	más de 90 días MS	Total Corriente MS	Uno a Dos Años MS	Dos a Tres Años MS	Tres a Cuatro Años MS	Cuatro a Cinco Años MS	Más de Cinco Años MS	Total No Corriente MS
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander	Chile	Ch$	6,00%	2	-	2	-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd.	E.E.U.U.	US$	1,75%	68.569	205.707	274.276	274.276	274.276	18.619.348	-	-	19.167.900	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BancoEstado de Chile. N.Y. Branch	E.E.U.U.	US$	1,75%	65.826	197.478	263.304	263.305	263.305	17.874.573	-	-	18.401.183	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A.	E.E.U.U.	US$	1,75%	52.112	156.337	208.449	208.449	208.449	14.150.704	-	-	14.567.602	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	Credit Agricole Corporate and Investment Bank	E.E.U.U.	US$	1,75%	52.112	156.337	208.449	208.449	208.449	14.150.704	-	-	14.567.602	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	Export Development Canada	Canada	US$	1,75%	52.112	156.337	208.449	208.449	208.449	14.150.704	-	-	14.567.602	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	Mizuho Bank, Ltd.	E.E.U.U.	US$	1,75%	52.112	156.337	208.449	208.449	208.449	14.150.704	-	-	14.567.602	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	E.E.U.U.	US$	1,75%	22.856	68.569	91.425	91.426	91.426	6.206.449	-	-	6.389.301	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Total		**MS**		365.701	1.097.102	**1.462.803**	1.462.803	1.462.803	99.303.186	-	-	**102.228.792**	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	Vencimiento					Total	Vencimiento		Total	Vencimiento					Total
				Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Corriente al 30-09-2016 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$	No Corriente al 30-09-2016 M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Corriente al 31-12-2015 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$	No Corriente al 31-12-2015 M$
Chile	US$	6,90%	No	7.236.605	21.709.814	**28.946.419**	28.946.417	28.946.417	28.946.417	28.946.417	638.988.858	**754.774.526**	7.318.857	21.956.571	**29.275.428**	29.275.427	29.275.427	29.275.427	29.275.427	827.386.294	**944.488.002**
Chile	U.F.	5,48%	No	9.447.774	22.718.159	**32.165.933**	31.652.866	42.825.604	52.599.110	50.220.397	326.811.675	**504.109.652**	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	**16.684.379**	**44.427.973**	**61.112.352**	**60.599.283**	**71.772.021**	**81.545.527**	**79.166.814**	**965.800.533**	**1.258.884.178**	**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	30-09-2016									31-12-2015							
									Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente				
									Menos de 90 días M$	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$	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	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US$	7,88%	No	2.829.818	8.489.455	11.319.273	11.319.273	11.319.273	11.319.273	11.319.273	196.773.759	242.050.851	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	902.007	2.706.021	3.608.028	3.608.028	3.608.028	3.608.028	3.608.028	92.873.283	107.305.395	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	574.195	1.722.584	2.296.779	2.296.778	2.296.778	2.296.778	2.296.778	55.875.950	65.063.062	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	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US$	4,25%	No	2.930.585	8.791.754	11.722.339	11.722.338	11.722.338	11.722.338	11.722.338	293.465.866	340.355.218	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	97.004.000-5	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	6,20%	No	4.317.248	7.326.582	11.643.830	11.130.763	10.617.696	10.104.630	9.591.563	56.792.031	98.236.683	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	97.004.000-5	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,75%	No	5.130.526	15.391.577	20.522.103	20.522.103	32.207.908	42.494.480	40.628.834	270.019.644	405.872.969	5.558.650	16.675.951	22.234.601	22.234.601	22.234.601	45.015.227	42.993.900	295.985.366	428.463.695
				Total		**M$**			16.684.379	44.427.973	**61.112.352**	60.599.283	71.772.021	81.545.527	79.166.814	965.800.533	**1.258.884.178**	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	30-09-2016									31-12-2015								
								Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días M$	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$	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%	727.619	2.180.912	2.908.531	2.903.151	2.897.421	2.891.319	2.884.820	8.381.057	19.957.768	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
								727.619	2.180.912	**2.908.531**	2.903.151	2.897.421	2.891.319	2.884.820	8.381.057	**19.957.768**	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:

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados
al 30 de Septiembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015
(En miles de pesos)

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-09-2016 M$	31-12-2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			**8.346.163**	**9.800.146**
	Dólares	Pesos chileno	2.993.937	4.268.962
	Peso Argentino	Pesos chileno	5.352.226	5.531.184
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes			**36.670.978**	**64.125.614**
	Dólares	Pesos chileno	36.670.978	64.125.614
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			**28.233.129**	**17.068.654**
	Dólares	Pesos chileno	28.233.129	17.068.654
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			**73.250.270**	**90.994.414**
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente			**14.603.853**	**-**
	Dólares	Pesos chileno	14.603.853	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			**14.603.853**	**31.841.928**
TOTAL ACTIVOS			**87.854.123**	**41.642.074**

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

			30-09-2016									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	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
PASIVOS																				
Otros pasivos financieros	Dólares		**8.329.923**	**24.987.828**	**33.317.751**	**33.312.371**	**33.306.641**	**131.140.922**	**31.831.237**	**647.369.915**	**876.961.086**	**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	8.329.923	24.987.828	33.317.751	33.312.371	33.306.641	131.140.922	31.831.237	647.369.915	876.961.086	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			**8.329.923**	**24.987.828**	**33.317.751**	**33.312.371**	**33.306.641**	**131.140.922**	**31.831.237**	**647.369.915**	**876.961.086**	**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	Saldo al 30-09-2016											
	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	200.795.910	1.235.500	756.178	94.571	306.925	698.442	217.720	379.559	145.760	62.177.091	266.807.656	28.256
Provisión de deterioro	(55.494)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.474.644)	(1.530.138)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	52.621.677	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52.621.677	-
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**253.362.093**	**1.235.500**	**756.178**	**94.571**	**306.925**	**698.442**	**217.720**	**379.559**	**145.760**	**60.702.447**	**317.899.195**	**28.256**

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 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	-
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	Saldo al 30-09-2016						Saldo al 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	545	200.824.166	-	-	545	200.824.166	355	204.665.376	-	-	355	204.665.376
Entre 1 y 30 días	29	1.235.500	-	-	29	1.235.500	161	1.110.952	-	-	161	1.110.952
Entre 31 y 60 días	47	756.178	-	-	47	756.178	18	199	-	-	18	199
Entre 61 y 90 días	28	94.571	-	-	28	94.571	6	11.659	-	-	6	11.659
Entre 91 y 120 días	44	306.925	-	-	44	306.925	43	175	-	-	43	175
Entre 121 y 150 días	53	698.442	-	-	53	698.442	35	345	-	-	35	345
Entre 151 y 180 días	6	217.720	-	-	6	217.720	2	2	-	-	2	2
Entre 181 y 210 días	40	379.559	-	-	40	379.559	3	12	-	-	3	12
Entre 211 y 250 días	34	145.760	-	-	34	145.760	120	36.166	-	-	120	36.166
superior a 251 días	169	62.177.091	-	-	169	62.177.091	20	65.994.520	-	-	20	65.994.520
Total	**995**	**266.835.912**	**-**	**-**	**995**	**266.835.912**	**763**	**271.819.406**	**-**	**-**	**763**	**271.819.406**

b) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al 30-09-2016 M$	Saldo al 30-09-2015 M$
Provisión cartera no repactada	-	(262.967)
Recuperos del período	-	118.127
Total	**-**	**(144.840)**

c) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30-09-2016		30-09-2015	
	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	-	-	42	74
Monto de las operaciones M$	-	-	55.467	(144.840)

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	Saldo al 30-09-2016												
	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$	Morosidad Mayor a 365 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
Cuentas Comerciales Generación y Transmisión	**200.795.910**	**1.235.500**	**756.178**	**94.571**	**306.925**	**698.442**	**217.720**	**379.559**	**145.760**	**1.959.142**	**60.217.949**	**266.807.656**	**28.256**
-Grandes Clientes	200.779.902	1.235.500	756.178	94.571	306.925	698.442	217.720	379.559	145.760	1.959.142	60.217.949	266.791.648	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	16.008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.008	28.256
Provision Deterioro	(55.494)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.474.644)	-	(1.530.138)	-
Servicios no facturados	131.076.052	-	-	-	-	-	-	-	-	371.558	24.362.642	155.810.252	-
Servicios facturados	69.719.858	1.235.500	756.178	94.571	306.925	698.442	217.720	379.559	145.760	1.587.584	35.855.307	110.997.404	28.256
Total Cuentas Comerciales Brutos	200.795.910	1.235.500	756.178	94.571	306.925	698.442	217.720	379.559	145.760	1.959.142	60.217.949	**266.807.656**	**28.256**
Total Provisión Deterioro	(55.494)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.474.644)	-	**(1.530.138)**	-
Total Cuentas Comerciales Netos	200.740.416	1.235.500	756.178	94.571	306.925	698.442	217.720	379.559	145.760	484.498	60.217.949	**265.277.518**	**28.256**

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 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$	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	Saldo al 30-09-2016										
	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	**200.795.910**	**1.235.500**	**756.178**	**94.571**	**306.925**	**698.442**	**217.720**	**379.559**	**145.760**	**62.177.091**	**266.807.656**
-Grandes Clientes	200.779.902	1.235.500	756.178	94.571	306.925	698.442	217.720	379.559	145.760	62.177.091	266.791.648
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	16.008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.008
Total cartera bruta	**200.795.910**	**1.235.500**	**756.178**	**94.571**	**306.925**	**698.442**	**217.720**	**379.559**	**145.760**	**62.177.091**	**266.807.656**

Tipos de cartera	Saldo al 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				Total			
	30-09-2016		31-12-2015		30-09-2016		31-12-2015	
BALANCE	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	28.487.565	6.190.134	34.406.648	5.631.953	28.487.565	6.190.134	34.406.648	5.631.953
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	94.318.654	18.079.474	123.429.202	28.572.415	94.318.654	18.079.474	123.429.202	28.572.415
Operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Activo estimado	**122.806.219**	**24.269.608**	**157.835.850**	**34.204.368**	**122.806.219**	**24.269.608**	**157.835.850**	**34.204.368**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8.745.737	5.300.658	3.685.869	5.400.614	8.745.737	5.300.658	3.685.869	5.400.614
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	30.925.260	26.786.818	24.944.506	37.803.719	30.925.260	26.786.818	24.944.506	37.803.719
Operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pasivo estimado	**39.670.997**	**32.087.476**	**28.630.375**	**43.204.333**	**39.670.997**	**32.087.476**	**28.630.375**	**43.204.333**

País	Chile				Total			
	30-09-2016		30-09-2015		30-09-2016		30-09-2015	
RESULTADO	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$
Venta Energía	**122.806.219**	**24.269.608**	**131.440.713**	**23.919.361**	**122.806.219**	**24.269.608**	**131.440.713**	**23.919.361**
Compra de Energía	**39.670.997**	**32.087.476**	**30.193.620**	**44.777.101**	**39.670.997**	**32.087.476**	**30.193.620**	**44.777.101**

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	Saldo al 30-09-2016				Saldo al 31-12-2015			
	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
Hasta 30 días	-	102.030.980	-	102.030.980	-	122.490.300	-	122.490.300
Más de 365 días	-	33.063.832	-	33.063.832	-	14.290.685	-	14.290.685
Total	**-**	**102.030.980**	**-**	**135.094.812**	**-**	**136.780.985**	**-**	**136.780.985**