



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

Correspondientes al período terminado al 30 de septiembre de 2016

**ENEL CHILE S.A. (Ex - Enersis Chile S.A.) y
FILIALES**

Miles de Pesos Chilenos

El presente documento consta de 2 secciones:

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

ENEL CHILE S.A. (EX - ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 30 de Septiembre y 01 de Marzo de 2016
(En miles de pesos)

		30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	220.291.997	161.018.932
Otros activos financieros corrientes	6	1.312.994	568.475
Otros activos no financieros corriente		14.580.740	5.815.999
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	7	508.337.298	583.273.636
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	46.358.953	35.719.602
Inventarios corrientes	9	40.710.853	42.865.038
Activos por impuestos corrientes	10	34.341.168	27.567.612
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		865.934.003	856.829.294
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	29.245.253	25.145.235
Otros activos no financieros no corrientes		6.202.940	5.631.227
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	19.062.002	14.550.780
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	8	14.603.853	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	11	29.874.294	32.780.878
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	41.065.641	41.510.765
Plusvalía	13	887.257.655	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	14	3.463.189.177	3.419.059.695
Propiedad de inversión	15	8.134.138	8.147.242
Activos por impuestos diferidos	16	25.963.192	21.513.079
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		4.524.598.145	4.455.596.556
TOTAL DE ACTIVOS		5.390.532.148	5.312.425.850

ENEL CHILE S.A. (EX - ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 30 de Septiembre y 01 de Marzo de 2016
(En miles de pesos)

		30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	17	28.612.244	27.396.476
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	20	455.324.868	641.303.420
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	58.490.816	234.018.610
Otras provisiones corrientes	21	11.587.776	9.265.833
Pasivos por impuestos corrientes	10	45.787.795	20.652.997
Otros pasivos no financieros corrientes		11.521.755	9.168.651
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		611.325.254	941.805.987
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	17	946.070.971	905.387.924
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	20	1.688.940	4.883.177
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	291.038	251.527
Otras provisiones no corrientes	21	62.144.149	56.116.139
Pasivo por impuestos diferidos	16	210.234.192	192.843.584
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	22	53.555.361	55.697.489
Otros pasivos no financieros no corrientes		452.244	435.673
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.274.436.895	1.215.615.513
TOTAL PASIVOS		1.885.762.149	2.157.421.500
PATRIMONIO			
Capital emitido		2.229.108.975	2.229.108.975
Ganancias acumuladas		1.599.736.094	1.401.747.665
Otras reservas	23.4	(1.043.074.799)	(1.077.281.860)
Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo Consolidado		2.785.770.270	2.553.574.780
Participaciones no controladoras	23.5	718.999.729	601.429.570
PATRIMONIO TOTAL		3.504.769.999	3.155.004.350
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		5.390.532.148	5.312.425.850

ENEL CHILE S.A. (EX - ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidado, por Naturaleza

Por el periodo de siete y tres meses terminados al 30 de Septiembre de 2016

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$	Tres meses terminados al 30-09-2016 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	24	1.523.993.477	652.653.651
Otros ingresos, por naturaleza	24	9.440.048	4.842.287
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		1.533.433.525	657.495.938
Materias primas y consumibles utilizados	25	(924.363.874)	(371.755.717)
Margen de Contribución		609.069.651	285.740.221
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		8.516.412	3.138.890
Gastos por beneficios a los empleados	26	(75.153.381)	(29.248.835)
Gasto por depreciación y amortización	27	(94.747.258)	(40.883.936)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	27	(4.096.879)	(1.836.490)
Otros gastos por naturaleza	28	(110.320.549)	(68.476.765)
Resultado de Explotación		333.267.996	148.433.085
Otras ganancias (pérdidas)	29	121.438.796	121.325.212
Ingresos financieros	30	12.322.560	4.723.836
Costos financieros	30	(35.017.220)	(14.443.793)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	11	5.551.476	1.386.682
Diferencias de cambio	30	13.345.421	(2.407.167)
Resultado por unidades de reajuste	30	595.371	235.042
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		451.504.400	259.252.897
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	16	(85.395.211)	(55.187.639)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		366.109.189	204.065.258
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		366.109.189	204.065.258
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios del Grupo Consolidados		248.356.110	138.311.426
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	23.5	117.753.079	65.753.832
GANANCIA (PÉRDIDA)		366.109.189	204.065.258
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	0,01	0,00
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	0,01	0,00
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		49.092.772.762	49.092.772.762
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	0,01	0,00
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	0,01	0,00
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		49.092.772.762	49.092.772.762

ENEL CHILE S.A. (EX - ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidado, por Naturaleza

Por el periodo de siete y tres meses terminados al 30 de Septiembre de 2016

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$	Tres meses terminados al 30-09-2016 M\$
Ganancia (Pérdida)		366.109.189	204.065.258
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(1.644.451)	(341.030)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(6.822)	(5.622)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	11.1	1.415.255	456.019
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		55.377.454	9.482.031
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		12.942.794	5.174.997
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		68.084.230	14.766.395
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		68.084.230	14.766.395
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(18.652.971)	(4.123.905)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		1.842	1.518
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período		(18.651.129)	(4.122.387)
Total Otro resultado integral		49.433.101	10.644.008
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		415.542.290	214.709.266
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios del Grupo Combinado		278.051.306	144.709.116
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		137.490.984	70.000.150
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		415.542.290	214.709.266



ENEL CHILE S.A. (EX - ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto Consolidado

Por el período de siete meses terminado al 30 de septiembre de 2016

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	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 o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	Total Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/03/2016	2.229.108.975	10.192.702	(112.912.093)	14.841	(974.577.310)	-	(1.077.281.860)	1.401.747.665	2.553.574.780	601.429.570	3.155.004.350
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)								248.356.111	248.356.111	117.753.079	366.109.190
Otro resultado integral		(986.732)	29.838.015	(4.954)	848.866	-	29.695.195		29.695.195	19.737.905	49.433.100
Resultado integral									278.051.306	137.490.984	415.542.290
Dividendos								(50.367.682)	(50.367.682)	(22.925.065)	(73.292.747)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	1.180.553	3.898.680	-	(567.367)	-	4.511.866	-	4.511.866	3.004.240	7.516.106
Total de cambios en patrimonio	-	193.821	33.736.695	(4.954)	281.499	-	34.207.061	197.988.429	232.195.490	117.570.159	349.765.649
Saldo Final al 30/09/2016	2.229.108.975	10.386.523	(79.175.398)	9.887	(974.295.811)	-	(1.043.074.799)	1.599.736.094	2.785.770.270	718.999.729	3.504.769.999

ENEL CHILE S.A. (EX - ENERSIS CHILE S.A. Y FILIALES)

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado Directo

Por el periodo de siete meses terminados al 30 de Septiembre de 2016

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado Directo	Nota	Siete meses terminados al 30-09-2016 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		1.970.301.535
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		3.657.462
Otros cobros por actividades de operación		2.128.330
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.432.230.248)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(82.310.492)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(16.654.379)
Otros pagos por actividades de operación		(198.800.891)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(80.485.474)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(937.600)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		164.668.243
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		134.540.196
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(2.346.000)
Préstamos a entidades relacionadas		(71.832.477)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		35.687
Compras de propiedades, planta y equipo		(6.056.268)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(5.320.302)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		12.034
Cobros a entidades relacionadas		72.210.827
Dividendos recibidos		8.630.039
Intereses recibidos		3.690.136
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		133.563.872
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		136.870.500
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		40
Préstamos de entidades relacionadas		23.708
Reembolsos de préstamos		(35.736.079)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(1.002.577)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(167.450.455)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno		-
Dividendos pagados		(141.111.014)
Intereses pagados		(24.828.883)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(3.509.996)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(236.744.756)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		61.487.359
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		(2.214.294)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		59.273.065
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	5	161.018.932
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	220.291.997

ENEL CHILE S.A. (EX – ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2016

1.	ANTECEDENTES Y ACTIVIDAD DE ENEL CHILE S.A.	11
1.1	Actividad del Grupo	12
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS	13
2.1	Bases de preparación	13
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	13
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	15
2.4	Sociedades filiales	16
2.5	Entidades asociadas	16
2.6	Acuerdos Conjuntos	17
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio	17
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	19
a)	Propiedades, planta y equipo	19
b)	Propiedad de inversión	20
c)	Plusvalía	20
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía	21
d.1)	Gastos de investigación y desarrollo	21
d.2)	Otros activos intangibles	21
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros	21
f)	Arrendamientos	22
g)	Instrumentos financieros	22
g.1)	Activos financieros no derivados	22
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	23
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros	23
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados	24
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura	24
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros	25
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros	25
g.8)	Contratos de garantías financieras	26
h)	Medición del valor razonable	26
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación	27
j)	Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas	27
k)	Inventarios	28
l)	Provisiones	28
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares	29
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera	29
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	29
o)	Impuesto a las ganancias	29
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos	30
q)	Ganancia (pérdida) por acción	31
r)	Dividendos	32
s)	Estado de flujos de efectivo	32
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	33
a)	Marco regulatorio	33
b)	Revisiones tarifarias	35
5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO	37
6.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	37

7.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	38
8.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	39
8.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	39
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	39
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	40
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	41
8.2	Directorio y personal clave de la gerencia	42
8.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	43
8.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	44
9.	INVENTARIOS	44
10.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS	44
11.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	45
12.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	47
13.	PLUSVALÍA	48
14.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	50
15.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN	54
16.	IMPUESTOS A LAS GANANCIAS	55
17.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	58
17.1	Préstamos que devengan intereses.....	58
17.2	Obligaciones con el Público No Garantizadas	59
17.3	Obligaciones con el Público Garantizadas.....	60
17.4	Deuda de cobertura	61
17.5	Otros aspectos.....	61
18.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS	62
18.1	Riesgo de tasa de interés	62
18.2	Riesgo de tipo de cambio.....	62
18.3	Riesgo de commodities.....	63
18.4	Riesgo de liquidez.....	63
18.5	Riesgo de crédito	63
18.6	Medición del riesgo	64
19.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	65
19.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría	65
19.2	Instrumentos derivados.....	65
19.3	Jerarquías del valor razonable.....	67
20.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	68
21.	PROVISIONES.....	69
22.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	70
22.1	Aspectos generales:	70
22.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	70
22.3	Otras revelaciones:	71
23.	PATRIMONIO	72
23.1	Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo	72
23.2	Reservas por diferencias de conversión	72
23.3	Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas	72
23.4	Otras Reservas	72
23.5	Participaciones no controladoras	73
23.6	Dividendos	73
24.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	74
25.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	75
26.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	75
27.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	75
28.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	76

29. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	76
30. RESULTADO FINANCIERO.....	77
31. INFORMACIÓN POR SEGMENTO	78
31.1 Criterios de segmentación	78
31.2 Generación y Distribución.....	79
32. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	82
32.1 Garantías directas.....	82
32.2 Garantías Indirectas.....	82
32.3 Litigios y arbitrajes	83
32.4 Restricciones financieras	84
32.5 Otras informaciones.....	86
33. DOTACION.....	87
34. SANCIONES.....	87
35. MEDIO AMBIENTE.....	88
36. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ENTIDADES CONSOLIDADAS	89
37. HECHOS POSTERIORES	90
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL CHILE	91
ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACION	92
ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS.....	93
ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA	94
ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	97
ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012	99
ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	102
ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE	106
ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES	107

ENEL CHILE S.A. (EX – ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2016 Y POR EL PERIODO DE SIETE Y SEIS MESES TERMINADOS A ESA FECHA
(En miles de pesos)

1. ANTECEDENTES Y ACTIVIDAD DE ENEL CHILE S.A.

Con fecha 28 de abril de 2015, Enersis S.A. (actualmente Enersis Américas S.A.) informó a la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (en adelante “SVS”) mediante un hecho esencial que su directorio resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar un análisis de reorganización societaria (“reorganización”) tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile, cuyo objetivo sería resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivaban de la compleja estructura societaria de 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.) y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel, SpA.

En el mismo hecho esencial, el directorio de Enersis S.A. informó que había acordado iniciar los estudios tendientes a analizar una posible reorganización societaria, consistente en la división de la compañía para la segregación de los negocios en Chile y fuera de Chile, y eventualmente una futura fusión de estos últimos en una sola sociedad.

Con fecha 27 de julio de 2015, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N° 18.045 sobre el Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N°30 de la SVS, Enersis S.A. mediante un hecho esencial informó a la misma SVS que su directorio había resuelto, por la unanimidad de sus miembros, que de aprobarse el llevar a cabo la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile por el Grupo, tal reorganización se llevaría a cabo a través de los siguientes pasos:

- a) Dividir Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante Endesa Chile) y Chilectra, mediante la creación de dos nuevas sociedades denominadas Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.. Cada una de las sociedades continuadoras de la división, Endesa Chile y Chilectra, conservarían la totalidad del negocio que actualmente desarrollan en Chile. Es decir, se asignaría la parte del patrimonio conformada, entre otros, por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas correspondientes, que cada una de las sociedades escindidas tienen actualmente en Chile. Por su parte, a las sociedades que nacen de la división, es decir, Endesa Américas y Chilectra Américas, se les asignaría el patrimonio correspondiente al negocio internacional (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú). Las nuevas sociedades Endesa Américas y Chilectra Américas cotizarían en los mercados bursátiles donde actualmente lo hacen, respectivamente, Endesa Chile y Chilectra, y en el caso de Endesa Américas, además, se sometería a lo dispuesto en el Título XII del D.L. 3.500 de 4 de noviembre de 1980.
- b) Dividir Enersis S.A., mediante la creación de una nueva sociedad denominada Enersis Chile S.A. (actualmente Enel Chile S.A.). A la sociedad continuadora de la división, Enersis S.A., se le asignarían las participaciones e inversiones en las sociedades Endesa Américas y Chilectra Américas, y eventuales pasivos que se asignarían al negocio escindido. De esta manera, la nueva sociedad Enersis Chile sería la sociedad holding del negocio chileno radicado en Endesa Chile y Chilectra, y la sociedad continuadora Enersis S.A. conservaría la calidad de sociedad holding del negocio internacional comprendiendo la participación de Endesa Américas y Chilectra Américas. La nueva sociedad Enersis Chile cotizaría en los mercados bursátiles donde actualmente lo hace Enersis Américas, y se sometería a lo dispuesto en el Título XII del D.L. 3.500 de 4 de noviembre de 1980.
- c) Con posterioridad a la materialización de las divisiones referidas precedentemente, se llevaría a cabo una fusión por absorción de Endesa Américas y Chilectra Américas, en Enersis S.A.. El resultado final sería que la sociedad que resulte continuadora luego de la fusión, ésta es, Enersis S.A., desarrollaría directamente el negocio internacional y Enersis Chile, en forma indirecta mediante la propiedad de las acciones de sus filiales Endesa Chile y Chilectra, desarrollaría el negocio nacional chileno, lo que, en su caso, representaría una amplia simplificación respecto de la actual estructura.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. celebrada el 18 de diciembre de 2015, los accionistas aprobaron la división de Enersis en dos sociedades, surgiendo de esta División la nueva sociedad anónima abierta Enersis Chile, regida por el Título XII del D.L. 3500, a la que se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones accionarias en cada una, Chilectra y Endesa Chile, ya divididas, e incorporándose en ella la totalidad de los accionistas de Enersis en la misma proporción que les corresponde en el capital de Enersis por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Enersis S.A. las participaciones societarias fuera de Chile, incluyendo sus participaciones accionarias en las sociedades resultantes de las divisiones de Chilectra y Endesa

Chile, y los pasivos vinculados a ellas, al igual que todos los demás activos y pasivos no asignados expresamente a Enersis Chile en la División.

Como parte del acuerdo de División, se acordó asimismo (i) la disminución del capital de Enersis S.A. producto de la División desde la suma de \$5.804.447.986.000, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de \$3.575.339.011.549, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; (ii) establecer el capital de Enersis Chile en la suma de \$2.229.108.974.451, correspondiente al monto que en que se disminuyó el capital de Enersis Américas, dividido en 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal; y (iii) la distribución del patrimonio social entre Enersis S.A. y Enersis Chile, asignándose a ésta última los activos y delegándosele los pasivos según lo señalado en la referida junta.

De igual manera, se aprobaron otras modificaciones a los estatutos de Enersis S.A. como consecuencia de la División, en lo relativo a (i) su razón social, pasando a denominarse Enersis Américas S.A.; y (ii) su objeto social, ampliándolo para incluir préstamos a empresas relacionadas.

Por su parte, se aprobaron los estatutos de Enersis Chile, la que desde su entrada en vigencia se someterá en forma anticipada y voluntariamente a las normas establecidas en el artículo 50 Bis de la Ley de Sociedades Anónimas relativas a la elección de directores independientes y creación de Comité de Directores.

Finalmente, en cumplimiento de lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. celebrada el 18 de diciembre de 2015, el Directorio de Enersis S.A. tomó conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Enersis S.A. y que ha dispuesto el otorgamiento de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada “Escritura de Cumplimiento de Condición de División de Enersis”. En consecuencia y de conformidad a lo aprobado en la mencionada Junta, la división de Enersis S.A. se hizo efectiva a contar del 1 de marzo de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Enersis Chile comenzó su existencia y se verificó la disminución de capital y demás reformas estatutarias de Enersis S.A., la cual pasó formalmente a denominarse Enersis Américas S.A. a partir del 1 de febrero de 2016. Las acciones en que se divide el capital social de Enersis Chile se distribuyeron liberadas de todo pago a los accionistas de Enersis Américas con derecho a recibirlas el 21 de abril de 2016.

La preparación de estos estados financieros consolidados de Enersis Chile no incluye ninguno de los efectos que eventualmente podrían originarse como resultado de la potencial fusión mencionada anteriormente (“Pasos de la reorganización societaria”).

1.1 Actividad del Grupo

Enel Chile S.A., (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus entidades filiales, integran el Grupo Enel Chile (en adelante “Enel Chile” o el “Grupo”).

Enel Chile 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, desde el 13 de abril de 2016 y en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (SEC) desde el 31 de marzo de 2016. Adicionalmente, sus acciones transan en la Bolsa de Comercio de Santiago, en la Bolsa Electrónica de Chile, en la Bolsa de Valores de Valparaíso y en la New York Stock Exchange desde el 21 de abril de 2016.

Enel Chile es filial de Enel Iberoamérica S.R.L., entidad que a su vez es controlada por Enel, S.p.A.

La Sociedad fue constituida inicialmente bajo la razón social de Enersis Chile S.A., el 22 de enero de 2016. La existencia de la compañía bajo su actual nombre, Enel 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. Para efectos tributarios la sociedad opera bajo Rol Único Tributario 76.536.353-5).

Al 30 de septiembre de 2016 la dotación del Grupo alcanzó los 2.034 trabajadores. En promedio la dotación del Grupo durante el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016 fue de 2.022 trabajadores (ver Nota 33).

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

- i) La energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
- ii) Al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
- iii) Las telecomunicaciones e informática, y
- iv) Negocios de intermediación a través de internet.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

2.1 Bases de preparación

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Chile 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 intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Chile y sus filiales al 30 de septiembre de 2016 y 1 de marzo de 2016, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por el periodo de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método del costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable, y de aquellos activos no corrientes u 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 los costos de venta (Ver Nota 3.g. y 3.j).

Estos estados financieros consolidados intermedios se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda de presentación del Grupo. Las operaciones cuya moneda funcional es diferente a la moneda de presentación se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.7 y 3.m.

Tal como se describe en Nota 1, Enel Chile es una sociedad de reciente creación y representa una continuación de un negocio ya existente, específicamente de las actividades dentro de Chile que anteriormente desarrollaba la sociedad relacionada Enersis Américas y cuyas participaciones societarias y activos y pasivos asociados le fueron transferidos con fecha 1 de marzo de 2016. Al tratarse de una operación bajo control común, Enel Chile ha considerado los mismos saldos que anteriormente formaban parte de los estados financieros consolidados de Enersis Américas, en lo relativo a sus actividades desarrolladas en Chile en su estado de situación financiera de apertura, el cual tiene como propósito dar efecto al resultado de la reestructuración societaria descrita en la Nota 1.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

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:

a) 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 <i>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.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:

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

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 01 de
enero de 2018

NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes

Esta nueva norma emitida por el IASB, al igual que sus enmiendas y las 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. Además 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 01 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 <i>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.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2019
Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos <i>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y la NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.</i> <i>El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación.</i>	Por determinar

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, NIIF 15 y NIIF 16 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enel Chile 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 Enel Chile, 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 Administración del Grupo, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

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

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h).

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.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.l.1 y 22).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.h y 19).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.

- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 6.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.I).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados. (ver Nota 3.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados 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 o estimación en los correspondientes estados financieros futuros.

2.4 Sociedades filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enel Chile, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel Chile tiene poder sobre sus filiales cuando se 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 Sociedades que componen el Grupo Enel Chile de los presentes estados financieros consolidados intermedios, se describe la relación de la Sociedad con cada una de sus filiales.

2.4.1 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

Aunque el Grupo posee una participación superior al 50% en Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (en adelante “Aysén”), tiene la consideración de “negocio conjunto” ya que debido a los pactos o acuerdos establecidos entre los accionistas, el Grupo ejerce el control conjunto de la citada entidad.

2.5 Entidades asociadas

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

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada período, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos de Enel Chile 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.i.

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

2.6 Acuerdos Conjuntos

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

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

- **Negocio conjunto:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 3.i.
- **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 Chile actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

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

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades 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 los estados de resultados integrales consolidados desde la fecha en que Enel Chile obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de Enel Chile 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 adquirida 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 estos montos.

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

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

que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la entidad 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 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 promedio 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 conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 23.2).
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las entidades 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 "unificación de intereses". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. (ver Nota 14 b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 14 b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 21).

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

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

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

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

Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las entidades consolidadas 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 – 60
Planta y equipos	3 – 65
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	2 – 40
Vehículos de motor	5 – 10

Adicionalmente, para más información, a continuación se presenta una mayor apertura para la clase 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 distribución:	
Red de alta tensión	10 – 60
Red de baja y media tensión	10 – 60
Equipos de medida y telecontrol	3 – 50
Subestaciones primarias	4 – 25
Instalaciones de transporte de 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 ítems de propiedades, planta y equipos, se reconocen como “Otras ganancias (pérdidas)” en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) Propiedad de inversión

El rubro “Propiedad de inversión” incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

Una propiedad de inversión 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 o retiros de propiedades de inversión, se reconocen como “Otras ganancias (pérdidas)” en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

El valor razonable de los inmuebles de inversión se desglosa en la Nota 15.

c) Plusvalía

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

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

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a

un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del periodo (ver Nota 3.e).

d) 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 01 de marzo y 30 de septiembre de 2016, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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.

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 e) de esta Nota.

d.1) Gastos de investigación y desarrollo

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

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

d.2) Otros activos intangibles

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

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 4 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua tienen vida útil indefinida y por lo tanto no se amortizan.

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

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

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

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

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la

Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector.

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.

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

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

Durante el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, no se han presentado indicios de deterioro en las UGEs pertenecientes al Grupo.

f) Arrendamientos

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

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

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

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

g) 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.

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.i y 11) y los activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios, en cuatro categorías:

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

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

- **Inversiones mantenidas hasta el vencimiento:** aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera Consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores (ver Nota 6).

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

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales Consolidado. Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en la ganancia o pérdida del período.

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría “Préstamos y cuentas por cobrar”, tanto en el segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 7).
- 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 6 y 19).

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

g.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.g.1).

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

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

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

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

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

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

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de

valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, 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 del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

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

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

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- El Grupo 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.g.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.

g.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.

g.8) Contratos de garantías financieras

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

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

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones ver 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 (ver Nota 3.p).

h) Medición del valor razonable

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 19.3.

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

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

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

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

En el Anexo N° 3 "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos" de los presentes estados financieros Consolidados, se describe la relación de Enel Chile con cada una de estas entidades.

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 debe haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan 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) 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.

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.

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

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, 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 entidades consolidadas 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 ejercicio, 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 ejercicio, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada entidad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

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

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera adjunto, los saldos se clasifican 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 del Grupo, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos a largo plazo.

o) Impuesto a las ganancias

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

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias

futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo 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 filiales, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

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

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

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

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

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

p) Reconocimiento de ingresos y gastos

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

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

- Generación y transmisión de energía eléctrica: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal determinado en el mercado spot, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Nota 2.3 y Nota 24).
- Distribución de energía eléctrica: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el ejercicio, a los precios establecidos en los respectivos contratos o los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación de la energía suministrada aún no leída en los medidores del cliente (ver Nota 2.3 y Nota 24).

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 (ver Nota 24).

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

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

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

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

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

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

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

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

q) Ganancia (pérdida) por acción

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

Entre el 01 de marzo y el 30 de septiembre de 2016 el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) Dividendos

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

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

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

s) Estado de flujos de efectivo

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

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

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco regulatorio:

En Chile, el sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (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 15 de mayo de 2014, el Ministro de Energía presentó la “Agenda de Energía”, documento que contiene los lineamientos generales de política energética a llevar a cabo por el 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, 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.

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 establecen 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.

Mercado de clientes no regulados

En Chile las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. El límite para el mercado no regulado es >500 kw.

Los clientes entre 500 y 5.000 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 5.000 kW necesariamente son clientes libres. El límite de 5.000 kW rige a partir de enero de 2015.

b) Revisiones tarifarias:

En Chile el valor agregado de distribución (VAD) se establece cada cuatro años. Para ello, el organismo regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), clasifica a las compañías de acuerdo a áreas típicas que agrupan a las empresas con costos de distribución similares. El retorno sobre la inversión de una distribuidora depende de su desempeño en relación con los estándares de la empresa modelo definida por el regulador. El 2 de abril de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto tarifario N° 1T del Ministerio de Energía, cuya vigencia tiene efecto retroactivo desde el 4 de noviembre de 2012 y regirá hasta el 3 de noviembre de 2016. El siguiente proceso de fijación de tarifas se encuentra en desarrollo, para el período noviembre de 2016-noviembre de 2020.

Con fecha 27 de enero de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2014.

Con fecha 12 de mayo de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial los decretos 2T y 3T, que fijan los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de septiembre y 1 de octubre de 2014 respectivamente.

Con fecha 22 de mayo de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T, que fija los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2014.

Con fecha 23 de junio de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 12T, que fija los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2015.

Con fecha 4 de agosto de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°15T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de febrero de 2015.

Con fecha 4 de noviembre de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°16T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2015.

Con fecha 26 de diciembre 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°21T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2015.

Con fecha 4 de enero de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°22T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de septiembre de 2015.

Con fecha 21 de enero de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°24T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2015.

Con fecha 4 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°1T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2016.

Con fecha 23 de mayo de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°4T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de marzo de 2016.

Con fecha 17 de junio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2016.

Con fecha 6 de agosto de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2016.

Con fecha 1 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad con motivo de la Ley N°20.928 sobre Equidad Tarifaria en lo relativo al Reconocimiento de Generación Local, con efecto retroactivo a contar del 1 de agosto de 2016.

Ley 20.928

El Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial, el día 22 de junio de 2016, la Ley 20.928 que “Establece mecanismos de equidad tarifaria de servicios eléctricos”, modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos, decreto con fuerza de ley N°4, de 2006. Esta ley establece que las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales no podrán superar el promedio simple de éstas, incrementado en un 10% del mismo. Las diferencias que se generen por la aplicación de este mecanismo serán absorbidas progresivamente por todos los demás suministros sometidos a regulación de precios que estén bajo el promedio señalado, con excepción de aquellos usuarios residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh.

Además, establece que para aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, se aplicará un descuento a la componente de energía del precio de nudo que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios.

Ley de Transmisión

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

Ley de Distribución

El día 29 de septiembre se celebró el Seminario “El Futuro de la Distribución de Energía Eléctrica”, evento con el cual se dio inicio formal al proceso de discusión nacional de la nueva ley de distribución. Dicho proceso será liderado por el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y la Asociación de Empresas Eléctricas; con la colaboración de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

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.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

- a) La composición del rubro al 30 de septiembre de 2016 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Efectivo en caja	46.727	10.081
Saldo en bancos	18.848.393	34.617.669
Depósitos a corto plazo	58.881.419	103.250
Otro Efectivo y Equivalentes al Efectivo	142.515.458	126.287.932
Total	220.291.997	161.018.932

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

- b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Moneda	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
\$ Chilenos	210.232.469	152.486.332
\$ Argentinos	5.352.226	4.849.707
US\$ Estadounidenses	4.707.302	3.682.893
Total	220.291.997	161.018.932

- c) No se han efectuado pagos para obtener el control de entidades consolidadas, al 30 de septiembre de 2016.
- d) No se han recibido montos por la venta de participación de entidades consolidadas al 30 de septiembre de 2016.

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de este rubro al 30 de septiembre 2016 es la siguiente:

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	3.001.868	3.001.868
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	29.145	32.133
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (*)	137.286	132.406	-	-
Instrumentos derivados de cobertura	879.599	436.069	25.498.643	22.111.234
Otros activos	296.109	-	715.597	-
Total	1.312.994	568.475	29.245.253	25.145.235

(*) Ver nota 19.1

Los montos incluidos en inversiones mantenidas hasta el vencimiento y activos financieros a valor razonable con cambios en resultado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).

7. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2016 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	30-09-2016		01-03-2016	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	548.459.867	19.062.002	620.120.013	14.550.780
Deudores comerciales, bruto	471.070.235	2.643.164	509.338.365	3.131.302
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	77.389.632	16.418.838	110.781.648	11.419.478

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	30-09-2016		01-03-2016	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	508.337.298	19.062.002	583.273.636	14.550.780
Cuentas comerciales por cobrar, neto (2)	439.037.205	2.643.164	480.786.729	3.131.302
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	69.300.093	16.418.838	102.486.907	11.419.478

(1) Incluye al 30 de septiembre de 2016, cuentas por cobrar al personal por M\$9.635.435 (M\$16.124.105 al 01 de marzo de 2016), e impuestos por recuperar (IVA) por M\$34.896.806 (M\$66.500.022 al 01 de marzo de 2016).

(2) Enel Distribución Chile S.A., al 30 de septiembre de 2016 ha reconocido un menor ingreso no facturado por venta de energía y potencia por M\$5.118.844, producto de la no aplicación de decretos de precio nudo promedio (PNP), según señala el artículo 157° de la Ley N°20.018, "Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos".

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

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 8.1.

b) Al 30 de septiembre de 2016, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	46.711.289	51.110.819
Con antigüedad entre tres y seis meses	4.797.365	6.928.652
Con antigüedad entre seis y doce meses	4.397.141	22.358.194
Con antigüedad mayor a doce meses	74.904.316	62.681.758
Total	130.810.111	143.079.423

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

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de marzo de 2016	36.846.377
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	4.096.879
Montos castigados	(801.634)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(19.053)
Saldo al 30 de septiembre de 2016	40.122.569

(*) Ver Nota 27.

Castigos de deudores incobrables

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

distribución el proceso toma al menos 24 meses. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 3.g.3 y 18.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 03 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 6.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales, ver Anexo 6.1.

8. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

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

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

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

8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre Enel Chile y sus entidades relacionadas no consolidadas son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	83.448	83.448	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	108.267	218.321	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	56.272	60.834	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	64	64	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	1.808.116	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	101.479	405.465	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	28.233.129	23.063.228	14.603.853	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Préstamos	Menos de 90 días	-	1.472.236	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	36.067	36.067	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	1.858.366	1.858.366	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8.144	222.630	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	264.669	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	6.013.180	20.397	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	104.595	99.494	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	8	-	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar SpA	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	57.518	97.411	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar SpA	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	25.300	34.459	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	224.713	241.522	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	167.597	112.442	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	145.858	145.858	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	125.431	125.436	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	3.289	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	6.654	-	-	-
Extranjera	Enel Brasil	Brasil	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	57.582	27.482	-	-
Extranjera	Enel Brasil	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	35.305	30.838	-	-
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	14.679	-	-	-
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	7.198	-	-
76.532.379-7	Chilectra Inversud	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	150.246	149.609	-	-
76.532.379-7	Chilectra Inversud	Chile	Matriz Común	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	-	71.039	-	-
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A.	Argentina	Matriz Común	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	3.615	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	1.188.564	1.188.564	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	71.061	97.257	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	13.327	-	-	-
Extranjero	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	289.326	275.292	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.111.278	2.381.351	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	14.950	-	-	-
94.271.000-3	Energis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	553	-	-	-
94.271.000-3	Energis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	3.324.453	38.655	-	-
94.271.000-3	Energis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	132.027	-	-	-
76.532.379-7	Chilectra Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	71.039	-	-	-
76.532.379-7	Chilectra Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	203.360	127.102	-	-
76.532.379-7	Chilectra Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	193	-	-	-
76.536.351-9	Endesa Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	710.143	37.250	-	-
Extranjero	Empresa de Energía de Piura S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	283.838	177.099	-	-
Extranjera	Generalima S.A.C.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	334.729	273.882	-	-
Extranjera	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	602.311	596.242	-	-
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	125.941	131.233	-	-
Total							46.358.953	35.719.602	14.603.853	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	67.381	67.381	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	21.128.959	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	260.680	220.920	-	-
Extranjera	Enel Brasil	Brasil	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	84.731	72.913	-	-
Extranjera	Cemsa	Argentina	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	63.992	68.874	-	-
Extranjera	Cemsa	Colombia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	13.574	13.574	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.461	5.461	-	-
94.271.000-3	Energis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	852	-	-	-
94.271.000-3	Energis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	-	174.019.589	-	-
94.271.000-3	Energis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.632.593	80.940	39.511	-
94.271.000-3	Energis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Materiales	Menos de 90 días	47.364	-	-	-
76.532.379-7	Chilectra Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	64	-	-	-
76.536.351-9	Endesa Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	30.488	-	-	-
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	2.239	2.238	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.545.695	1.096.726	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	92.993	58.259	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	72.367	162.139	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	247.457	313.802	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	30.706.210	10.039.710	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra carbón	Menos de 90 días	1.242.488	4.038.043	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	490.736	480.537	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	366.103	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	316.725	748.209	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	63.781	62.878	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Dividendos	Menos de 90 días	-	10.639.546	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	673.418	331.906	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	425.203	259.201	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	6.491.943	4.819.932	-	251.527
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	-	-	251.527	-
Extranjera	Enel Energia	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	131.954	57.605	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	373.432	409.989	-	-
76.321.458-4	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	32.092	42.850	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	216.276	305.945	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	12.485	82.049	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	269	265	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	505.359	301.666	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	1.191.954	106.723	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	2.051.906	2.087.099	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	328	18	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	4.533.961	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	519	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	89.172	24.270	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	480.078	276.249	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.169.806	1.170.050	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	17.505	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	105.285	55.992	-	-
Total							58.490.816	234.018.610	291.038	251.527

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Siete meses terminados al 30-09-2016 Totales M\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Venta de Gas	18.655.911
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Variables y Servicios	(15.541.164)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(45.057.418)
Extranjera	Generalima S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	60.847
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Gastos financieros	(1.933.040)
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Ingresos financieros	531.745
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	3.386.741
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Variables y Servicios	(352)
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	182.091
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.482.918)
Extranjera	Codensa	Colombia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	(709)
Extranjera	Enel Brasil	Brasil	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(35.949)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(68.646.784)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(28.357.896)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	82.762
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	(1.539)
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	1.912.448
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Electricidad	79.203
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	960.390
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(6.499.195)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(159.493)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	194.948
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	92.022
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(1.939.720)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(560.892)
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	37.840
Extranjera	Endesa Argentina	Argentina	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(970)
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	(313.099)
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	(9.253)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(830.846)
76.532.379-7	Chilectra Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	222.761
76.536.351-9	Endesa Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	980.710
Extranjera	Compañía Energetica Veracruz S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	5.969
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(2.532.259)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(117.027)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	103.933
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	23.527
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(9.263.761)
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	533.796
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(16.021.861)
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	5.109
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(464)
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	21.501
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(328.310)
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	6.626.475
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Variables y Servicios	(1.385.455)
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	50.379
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(268.986)
Total					(166.538.252)

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

8.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El directorio vigente corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2016. En Sesión de Directorio celebrada el día 29 de abril fueron designados los actuales presidente y Vicepresidente del Directorio.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio.

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

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

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

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales, la remuneración del Presidente del Directorio será el 50% más de lo que corresponde a un Director.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La remuneración variable anual se pagará, de resultar procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2016.

En el evento que un Director de Enel Chile S.A. 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 Enel Chile S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Chile S.A. 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 Chile S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado previa y expresamente como un anticipo de la parte variable de su remuneración a ser pagada por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculados por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

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

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

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

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

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La remuneración variable se pagará, de ser procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de Diciembre de 2016.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enel Chile S.A. al 30 de septiembre de 2016:

Rut	Nombre	Cargo	Período de desempeño	Al 30 de septiembre de 2016		
				Directorio de Enersis	Directorio de Filiales	Comité de Directores
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Presidente	01-03-2016 - 30-09-2016	87.294	-	-
Extranjero	Giulio Fazio	Vicepresidente	01-03-2016 - 30-09-2016	-	-	-
4.461.192-9	Fernan Gazmuri Plaza	Director	01-03-2016 - 30-09-2016	59.722	-	18.202
4.774.797-K	Pedro Pablo Cabrera Gaete	Director	01-03-2016 - 30-09-2016	59.722	-	18.202
5.672.444-3	Juan Gerardo Jofré Miranda	Director	01-03-2016 - 30-09-2016	59.722	-	18.202
Extranjero	Vincenzo Ranieri	Director	01-03-2016 - 30-09-2016	-	-	-
Extranjero	Salvatore Bernabei	Director	01-03-2016 - 30-09-2016	-	-	-

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

8.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo Ejecutivo Principal
Extranjero	Nicola Cotugno (1)	Gerente General
7.625.745-0	Antonio Barreda Toledo	Gerente de Aprovisionamiento
24.950.967-1	Raffaele Grandi	Gerente de Administración, Finanzas y Control
15.307.846-7	José Miranda Montecinos	Gerente de Comunicación
10.664.744-5	Paola Visintini Vacarezza (2)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio
24.166.243-8	Alain Rosolino (3)	Gerente de Auditoría
11.625.161-2	Pedro Urzúa Frei	Gerente de Relaciones Institucionales

- (1) El Sr. Nicola Cotugno asumió el 16 de agosto de 2016 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luca D'Agnese, quien presentó su renuncia voluntaria a Enel Chile S.A., prestando sus servicios hasta esta misma fecha.
- (2) El Sr. Alain Rosolino asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Recursos Humanos y Organización, en reemplazo de la Sra. Paola Visintini Vacarezza.
- (3) El Sr. Raffaele Cutrignelli asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Auditoría, en reemplazo del Sr. Alain Rosolino.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Remuneración	1.003.236
Beneficios a corto plazo para los empleados	250.950
Otros beneficios a largo plazo	145.841
Total	1.400.027

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

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

8.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

9. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2016 es la siguiente:

Clases de Inventarios	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Suministros para la producción	16.787.756	17.037.550
Gas	8.134.958	2.580.173
Petróleo	2.661.284	3.081.833
Carbón	5.991.514	11.375.544
Otros inventarios (*)	23.923.097	25.827.488
Total	40.710.853	42.865.038
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	23.923.097	25.827.488
Repuestos y otros insumos	17.967.984	18.596.772
Materiales eléctricos	5.955.113	7.230.716

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, los suministros para la producción reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$217.636.163. Ver nota 25.

Al 30 de septiembre de 2016 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

10. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

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

Activos por impuestos	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Pagos provisionales mensuales	34.037.766	25.704.787
Crédito por utilidades absorbidas	14.776	9.597
Créditos por gastos de capacitación	138.874	157.500
Otros	149.752	1.695.728
Total	34.341.168	27.567.612

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

Pasivos por Impuestos	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Impuesto a la renta	45.787.795	20.652.997
Total	45.787.795	20.652.997

11. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a) A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos del período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016:

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/03/2016	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otros Resultados Integrales	Otros incrementos (Decrementos)	Traspaso a activos mantenidos para la venta	Saldo al 30/09/2016
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Electrogas S.A.	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%	12.609.980	-	3.264.006	(3.979.095)	(726.807)	(108.401)	-	-	11.059.683
GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	3.992.738	-	2.025.153	(2.598.035)	(768.994)	1.523.942	(4.174.804)	-	-
GNL Chile S.A.	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	2.524.101	-	1.122.435	-	(168.424)	-	-	-	3.478.112
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Chile	Peso chileno	51,0000%	5.946.641	2.346.000	(1.264.321)	-	-	-	-	-	7.028.320
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Peso chileno	50,0000%	7.707.418	-	374.478	-	-	-	-	-	8.081.896
Endesa Argentina S.A.	Argentina	Peso Argentino	0,3426%	-	195.549	27.093	-	683	(240)	3.198	-	226.283
Southern Cone S.A.	Argentina	Peso Argentino	2,0000%	-	900	2.632	-	(365)	(37)	(3.130)	-	-
Totales				32.780.878	2.542.449	5.551.476	(6.577.130)	(1.663.907)	1.415.264	(4.174.736)	-	29.874.294

- b) Venta GNL Quintero S.A. (*)

Con fecha 9 de junio de 2016, nuestra filial 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 29).

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.

c) Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 30 de septiembre de 2016 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de 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 Chile S.A.	33,33%	89.533.265	18.403.929	76.721.285	20.780.530	470.852.269	(467.720.572)	3.131.697	(683.201)	2.448.496
GNL Quintero S.A.	20,00%	-	-	-	-	86.471.706	(72.752.059)	13.719.647	(65.571.292)	(51.851.645)
Electrogas S.A.	42,50%	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

Inversiones con influencia significativa	01 de marzo de 2016				
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$
GNL Chile S.A.	33,33%	66.668.439	19.357.278	53.039.373	25.413.284
GNL Quintero S.A.	20,00%	149.397.711	659.790.254	9.138.223	780.086.271
Electrogas S.A.	42,50%	11.671.381	45.412.556	11.679.054	15.734.341

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras entidades asociadas, así como también el porcentaje de participación. Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

- Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 30 de septiembre de 2016 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	
% Participación	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%
	30-09-2016	01-03-2016	30-09-2016	01-03-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Total de Activos corrientes	1.208.002	337.624	6.099.346	5.641.018
Total de Activos no corrientes	15.159.321	15.159.321	12.007.698	12.059.815
Total de Pasivos corrientes	2.517.507	3.779.418	299.875	486.965
Total de Pasivos no corrientes	68.081	56.734	1.643.379	1.799.034
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.088.370	253.194	5.528.917	5.157.998
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.090.518	-
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(579.821)	-
Ingresos procedentes de intereses	11.458	-	98.958	-
Gasto por impuestos a las ganancias	-	-	(130.566)	-
Ganancia (pérdida)	(3.132.892)	-	975.487	-
Resultado integral	(3.132.892)	-	975.487	-

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

12. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2016:

Activos intangibles	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Activos intangibles netos	41.065.641	41.510.765
Servidumbre y Derechos de Agua	12.651.496	14.575.473
Programas Informáticos	14.534.715	14.277.383
Otros Activos Intangibles Identificables	13.879.430	12.657.909

Activos intangibles	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Activos intangibles bruto	96.197.367	93.161.201
Servidumbre y Derechos de Agua	14.641.247	16.565.223
Programas Informáticos	61.249.718	57.533.266
Otros Activos Intangibles Identificables	20.306.402	19.062.712

Activos intangibles	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(55.131.726)	(51.650.436)
Servidumbre y Derechos de Agua	(1.989.750)	(1.989.750)
Programas Informáticos	(46.715.004)	(43.255.883)
Otros Activos Intangibles Identificables	(6.426.972)	(6.404.803)

La composición y movimientos de los activos intangibles distintos de la plusvalía durante el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016 han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01-03-2016	14.575.473	14.277.383	12.657.909	41.510.765
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	625.949	1.090.181	3.871.625	5.587.755
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	-	-	(2.789)	(2.789)
Amortización (1)	-	(3.465.628)	(14.536)	(3.480.164)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros				-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	2.632.779	(2.632.779)	-
Disposiciones y retiros de servicio				-
Retiros (2)	(2.549.926)	-	-	(2.549.926)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(1.923.977)	257.332	1.221.521	(445.124)
Saldo Final Activos Intangibles al 30-09-2016	12.651.496	14.534.715	13.879.430	41.065.641

(4) Ver nota 27.

(5) Ver nota 14.e).x).

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 30 de septiembre de 2016 (Ver nota 3e).

Al 30 de septiembre de 2016, el Grupo no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

13. PLUSVALÍA

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondos de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01-03-2016 M\$	Incremento/ (Decremento)	Saldo Final 30-09-2016 M\$
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	2.240.478
Compañía Eléctrica Tarapaca S.A.	Generación Chile	4.656.105	-	4.656.105
Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.)	Enel Distribución Chile	128.374.362	-	128.374.362
Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A)	Generación Chile	731.782.459	-	731.782.459
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Generación Chile	20.204.251	-	20.204.251
Total		887.257.655	-	887.257.655

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de septiembre de 2016 (ver nota 3 e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Con fecha 30 de septiembre de 1996, Enel Distribución Chile S.A adquirió el 100 % de la sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda. a la sociedad Inversiones Saint Thomas S.A., compañía no relacionada ni directa ni indirectamente con Enel Distribución Chile S.A.

2.- Empresa Eléctrica Pangue S.A.

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

Con fecha 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.

3.- Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

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

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.

4.- Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)

Durante el mes de noviembre del año 2000, Enersis Américas S.A., en licitación pública a través de un poder comprador, adquirió un 25,4% adicional de participación en Enel Distribución Chile S.A. alcanzando un 99,99 % de la propiedad.

5.- Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa Chile S.A.)

Con fecha 11 de mayo de 1999, Enersis Américas S.A. adquirió un 35% adicional de Enel Generación Chile S.A. alcanzando un 60% de la propiedad de la generadora, mediante licitación pública en la Bolsa de Comercio de Santiago y por compra de acciones en Estados Unidos (30% y 5 % respectivamente).

6.- Inversiones GasAtacama Holding Limitada.

Con fecha 22 de abril de 2014, Enel Generación Chile S.A. 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.

14. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2016:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	3.463.189.177	3.419.059.695
Construcción en Curso	697.068.442	636.148.748
Terrenos	66.766.564	66.900.933
Edificios	13.104.655	13.481.093
Planta y Equipo	2.648.347.531	2.661.737.206
Instalaciones Fijas y Accesorios	18.325.231	20.716.643
Arrendamientos Financieros	19.576.754	20.075.072

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	6.467.635.371	6.332.807.250
Construcción en Curso	697.068.442	636.148.748
Terrenos	66.766.564	66.900.933
Edificios	27.473.394	27.418.349
Planta y Equipo	5.544.270.568	5.470.542.925
Instalaciones Fijas y Accesorios	103.296.372	103.036.263
Arrendamientos Financieros	28.760.031	28.760.032

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(3.004.446.194)	(2.913.747.555)
Edificios	(14.368.739)	(13.937.256)
Planta y Equipo	(2.895.923.037)	(2.808.805.719)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(84.971.141)	(82.319.620)
Arrendamientos Financieros	(9.183.277)	(8.684.960)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016 han sido los siguientes:

Movimientos 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 marzo de 2016		636.148.748	66.900.933	13.481.093	2.661.737.206	20.716.643	20.075.072	3.419.059.695
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	161.969.837	-	-	-	1.626.010	-	163.595.847
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión	(22.091)	(3.878)	(6.873)	(29.758)	(23.174)	-	(85.774)
	Depreciación (1)	-	-	(434.478)	(87.126.891)	(3.207.407)	(498.318)	(91.267.094)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(68.751.187)	-	64.913	67.825.056	(685.895)	-	(1.547.113)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(68.751.187)	-	64.913	67.825.056	861.218	-	-
	Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	(1.547.113)	-	(1.547.113)
	Disposiciones y retiros de servicio	(32.276.865)	(130.491)	-	5.941.918	(100.946)	-	(26.566.384)
	Retiros	(32.276.865)	(130.491)	-	5.941.918	(100.946)	-	(26.566.384)
	Otros incrementos (disminución)	-	-	-	-	-	-	-
	Total movimientos	60.919.694	(134.369)	(376.438)	(13.389.675)	(2.391.412)	(498.318)	44.129.482
Saldo final al 30 de septiembre de 2016		697.068.442	66.766.564	13.104.655	2.648.347.531	18.325.231	19.576.754	3.463.189.177

(1) Ver nota 27.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M\$163.595.847 al 30 de septiembre de 2016. En el negocio de generación destacan las mayores mantenciones e inversiones a centrales por M\$124.699.502, mientras que en los negocios de distribución las inversiones principales son las extensiones y las inversiones en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M\$38.310.406 al 30 de septiembre de 2016.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$1.695.408 durante el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, (ver Nota 31). La tasa promedio de financiamiento varió en un rango comprendido entre 5,1% y un 7,55% al 30 de septiembre de 2016.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$8.516.412 durante el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016.

c) Arrendamiento financiero

Al 30 de septiembre de 2016 las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$19.576.754 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			01-03-2016		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente
Menor a un año	2.632.080	851.444	1.780.636	2.776.680	965.975	1.810.705
Entre un año y cinco años	13.160.400	1.928.096	11.232.304	13.883.400	2.543.634	11.339.766
Más de cinco años	5.343.685	475.848	4.867.837	7.256.984	501.990	6.754.994
Total	21.136.165	3.255.388	17.880.777	23.917.064	4.011.599	19.905.465

Los activos en leasing, provienen principalmente de un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre Enel Generación Chile S.A. y Transelec S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%. El importe en libros de estos activos en leasing alcanza a M\$19.576.754 al 30 de septiembre de 2016.

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados Consolidados por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016 incluyen M\$2.287.977, correspondientes al devengo de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

	30-09-2016 M\$
Menor a un año	3.833.050
Entre un año y cinco años	2.198.042
Más de cinco años	20.585
Total	6.051.677

e) Otras informaciones

i) El Grupo mantenía al 30 de septiembre de 2016 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$257.314.798.

ii) Al 30 de septiembre de 2016, Enel Chile S.A. no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos. Sin embargo, producto de la materialización de la división, Enel Chile ha pasado a ser codeudor solidario de los bonos locales de Enersis Américas, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$24.332.744.

iii) El Grupo y sus entidades consolidadas tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (M\$734.346.811) para el caso de las generadoras y de MM€50 (M\$36.775.023) para las distribuidoras, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500 (M\$367.750.231). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

iv) La situación de determinados activos, de nuestra filial Enel Generación Chile S.A., 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, Enel Generación Chile S.A. registró en el ejercicio 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$43.999.600, vigente a la fecha.

v) Con fecha 16 de octubre de 2012, Enel Generación Chile S.A. procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW" ("el contrato") suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Enel Generación Chile 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 Construção e Administração de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energetické Strojárne a.s.” (“SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el Consorcio”).

El total de las referidas boletas correspondía a las cantidades de US\$74.795.164,44 y 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 S.A. 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 S.A. aceptó y aprobó un acuerdo con el Consorcio que puso término al arbitraje y que otorgó un amplio finiquito recíproco de las obligaciones. Como consecuencia de este acuerdo, al cierre de 2014 Enel Generación Chile S.A. 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.

vi) Al cierre del ejercicio 2012, 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 pusieron de manifiesto una serie de nuevos antecedentes que, habiéndose evaluado por la compañía, supusieron la identificación y definición de una nueva UGE para todos los activos de Generación en Chile. El análisis realizado se sostiene en el hecho que Enel Generación Chile S.A. 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 permitan 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.e).

vii) Al cierre del ejercicio 2014, Enel Generación Chile S.A. 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 S.A. ha decidido detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad (ver nota 3.e).

viii) Como parte de su estrategia de sostenibilidad y relaciones comunitarias, Enel Generación Chile S.A. 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 S.A. reconoció una pérdida de M\$ 2.706.830, asociada al castigo de ciertos activos relacionados con el Estudio de Impacto Ambiental que ha sido retirado y a otros estudios directamente vinculados al antiguo diseño.

ix) Al 31 de diciembre de 2015, Enel Generación Chile S.A. 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.

x) El 31 de agosto de 2016, Enel Generación Chile S.A. decidió renunciar a los derechos de aprovechamiento de aguas asociados a los proyectos hidroeléctricos Bardón, Chillan 1, Chillan 2, Futaleufú, Hechún y Puelo. Esta decisión surgió en consideración, entre otros aspectos evaluados, al alto costo anual que le significaba mantener estos derechos de agua sin ser utilizados, que estos proyectos no eran factibles de realizar técnica y económicamente y que no contaban con la suficiente adhesión de las comunidades locales. Lo anterior implicó realizar un castigo por el 100% de los costos que se habían capitalizado como Propiedades, Planta y Equipos e Intangibles, por un monto de M\$32.834.160 y M\$ 2.549.926, respectivamente. (ver nota 28)

15. PROPIEDAD DE INVERSIÓN

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2016 ha sido el siguiente:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	Propiedades de Inversión, Bruto M\$	Depreciación Acumulada, Amortización y Deterioro M\$	Propiedades de Inversión, Neto M\$
Saldo inicial al 01 de marzo de 2016	8.938.662	(791.420)	8.147.242
Adiciones	-	-	-
Desapropiaciones	-	-	-
Gasto por depreciación	-	(13.104)	(13.104)
Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados	-	-	-
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	-	-	-
Otro incremento (decremento)	-	-	-
Saldo final propiedades de inversión al 30 de septiembre de 2016	8.938.662	(804.524)	8.134.138

Durante el ejercicio 2016 no se han producido ventas de inmuebles.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las propiedades de inversión al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$11.371.197. Este valor fue determinado sobre la base de tasaciones independientes.

Los datos de entrada utilizados en esta valoración son considerados de Nivel 3 a efectos de la jerarquía de valor razonable.

Al 30 de septiembre de 2016, el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes. La jerarquía de los valores razonables de las propiedades de inversión es la siguiente:

Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando (No auditado):			
	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Propiedades de Inversión	-	-	11.371.197

Ver Nota 3.h.

Por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, no existen movimientos de ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión.

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representan obligaciones futuras para el Grupo al 30 de septiembre de 2016.

El Grupo tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de sus inversiones inmobiliarias, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

16. IMPUESTOS A LAS GANANCIAS

a. Impuestos a las ganancias

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el Estado de Resultados Integrales Consolidado, correspondiente al período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(120.598.432)
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(1.194.911)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (Impuestos de coberturas)	18.182.670
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(103.610.673)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	18.215.462
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	18.215.462
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	(85.395.211)

A continuación se presenta la conciliación de la tasa impositiva al 30 de septiembre de 2016:

Conciliación de la Tasa Impositiva Legal con la Tasa Impositiva Efectiva	Tasa	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		451.504.400
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(24,00%)	(108.361.055)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	2,52%	11.356.385
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(7,07%)	(31.938.706)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	(0,26%)	(1.194.911)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	9,91%	44.743.076
Total Ajustes a la Tasa Impositiva Legal	5,10%	22.965.844
(Gasto) Ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(18,90%)	(85.395.211)

Las principales diferencias temporales se encuentran a continuación.

b. Impuestos diferidos

El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 30 de septiembre de 2016 es:

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a					Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Pérdidas fiscales	Otros	
Saldo Inicial al 01 de marzo de 2016	5.046.750	2.998.382	745.429	12.081.728	640.790	21.513.079
Movimientos						
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	5.226.805	605.333	(498.997)	4.071.884	634.573	10.039.598
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en reservas varias patrimonio	-	-	-	-	-	-
Diferencia de conversión de moneda extranjera	-	-	-	-	46.286	46.286
Otros incrementos (decrementos)	(5.045.813)	(699.428)	536.515	3.037	(430.082)	(5.635.771)
Saldo final al 30 de septiembre de 2016	5.227.742	2.904.287	782.947	16.156.649	891.567	25.963.192

Impuestos diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a					Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	pérdidas fiscales	Otros	
Saldo inicial al 1 de marzo de 2016	191.765.567	285.255	709	-	792.053	192.843.584
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(8.558.113)	-	149.085	-	233.164	(8.175.864)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	-	(1.841)	(1.841)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en reservas varias patrimonio	30.829.099	-	-	-	-	30.829.099
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(9.082)	-	-	-	-	(9.082)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación	40.896	-	-	-	-	40.896
Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (decrementos)	(4.855.431)	-	(149.283)	-	(287.886)	(5.292.600)
Saldo Inicial al 30 de septiembre de 2016	209.212.936	285.255	511	-	735.490	210.234.192

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

c. Al 30 de septiembre de 2016, el Grupo no tiene activos por impuestos diferidos que no hayan sido reconocidos por pérdidas tributarias.

El relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en entidades consolidadas y en determinados negocios conjuntos, el Grupo no ha reconocido impuestos diferidos de pasivo asociados con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas entidades consolidadas 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 pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre 2016 asciende a M\$1.241.680.230. Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos en relación con las diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en entidades consolidadas y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 30 de septiembre de 2016, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a M\$309.078.895.

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. Los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación corresponden a los años 2012 al 2014.

La sociedad matriz, Enel Chile S.A., comenzó su existencia el 1 de marzo de 2016, por lo tanto no tiene periodos tributarios abiertos a inspeccionar. Sin embargo, producto de la operación de división del Grupo, junto con la propiedad de las inversiones chilenas, le fue transferida la responsabilidad de las probables contingencias fiscales de los periodos tributarios abiertos a fiscalización de estas inversiones.

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, el Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre sus resultados futuros.

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios del Grupo como a las participaciones no controladoras al 30 de septiembre de 2016:

Efectos por Impuestos Diferidos e Impuestos a las ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de septiembre de 2016		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(6.822)	1.842	(4.980)
Cobertura de Flujo de Caja	68.320.248	(18.652.971)	49.667.277
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	1.415.255	-	1.415.255
Ajustes por conversión	(1.644.451)	-	(1.644.451)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Resultados Integrales	68.084.230	(18.651.129)	49.433.101

d. En Chile, 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 establece la sustitución del sistema tributario actual, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado.

La misma Ley establece 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 establece que a las sociedades anónimas se le aplicará por defecto el sistema parcialmente integrado, a menos que una futura Junta Extraordinaria de Accionistas acuerde optar por el sistema de renta atribuida.

A continuación se presenta cuadro de conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes asociados a los resultados integrales al 30 de septiembre de 2016:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	30-09-2016 M\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuadas	1.842
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(18.652.971)
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(18.651.129)

17. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de este rubro al 30 de septiembre de 2016 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de septiembre de 2016		01 de marzo de 2016	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	20.682.165	890.632.976	16.952.955	815.640.914
Instrumentos derivados de cobertura (*)	2.054.101	51.360.873	1.501.274	79.569.735
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	5.875.978	4.077.122	8.942.247	10.177.275
Total	28.612.244	946.070.971	27.396.476	905.387.924

(*) Ver nota 19.2.a

(**) ver nota 19.2.b

17.1 Préstamos que devengan intereses

El detalle de la clasificación corriente y no corriente de este rubro al 30 de septiembre de 2016 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	30 de septiembre de 2016		01 de marzo de 2016	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	143.265	98.223.593	402	-
Obligaciones con el público no garantizadas	18.758.264	776.309.242	15.141.848	797.546.154
Obligaciones garantizadas	-	-	-	-
Arrendamiento financiero	1.780.636	16.100.141	1.810.705	18.094.760
Total	20.682.165	890.632.976	16.952.955	815.640.914

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de septiembre de 2016 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 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\$	2,41%	1,80%	No	143.157	-	143.157	98.223.593	-	-	-	-	98.223.593
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	No	108	-	108	-	-	-	-	-	-
Total					143.265	-	143.265	98.223.593	-	-	-	-	98.223.593

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al 01-03-2016 M\$	Vencimiento					Total No Corriente al 01-03-2016 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	Ch\$	6,00%	6,00%	No	402	-	402	-	-	-	-	-	-
Total					402	-	402	-	-	-	-	-	-

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2016 asciende a M\$98.693.687. Las técnicas de valoración utilizadas para esta valoración han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (Ver Nota 3.h).



- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

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

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	30 de septiembre de 2016								01 de marzo de 2016									
										Corriente M\$			No Corriente M\$					Corriente M\$			No Corriente M\$						
										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
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.)	Chile	97.006.000-6	Banco de Crédito e Inversiones	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	102	-	102	-	-	-	-	-	-	95	-	95	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	6	-	6	-	-	-	-	-	-	307	-	307	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd.	E.E.U.U.	Ch\$	2,41%	1,80%	Al Vencimiento	143.157	-	143.157	18.416.923	-	-	-	-	18.416.923	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	BancoEstado de Chile. N.Y. Branch	E.E.U.U.	Ch\$	2,41%	1,80%	Al Vencimiento	-	-	-	17.680.247	-	-	-	-	17.680.247	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	Citibank N.A.	E.E.U.U.	Ch\$	2,41%	1,80%	Al Vencimiento	-	-	-	13.996.863	-	-	-	-	13.996.863	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	Credit Agricole Corporate and Investment Bank	E.E.U.U.	Ch\$	2,41%	1,80%	Al Vencimiento	-	-	-	13.996.863	-	-	-	-	13.996.863	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	Export Development Canada	Canada	Ch\$	2,41%	1,80%	Al Vencimiento	-	-	-	13.996.863	-	-	-	-	13.996.863	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	Mizuho Bank, Ltd.	E.E.U.U.	Ch\$	2,41%	1,80%	Al Vencimiento	-	-	-	13.996.862	-	-	-	-	13.996.862	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	E.E.U.U.	Ch\$	2,41%	1,80%	Al Vencimiento	-	-	-	6.138.972	-	-	-	-	6.138.972	-	-	-	-	-	-	-	-	
Totales										143.265	-	143.265	98.223.593	-	-	-	-	98.223.593	402	-	402	-	-	-	-	-	

17.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 30 de septiembre de 2016 es el siguiente:

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
					indeterminado M\$	hasta un Mes 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%	No	-	-	5.127.072	2.661.713	7.788.785	-	-	-	-	457.632.100	457.632.100
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	No	-	-	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 1/03/2016	Vencimiento					Total No Corriente al 1/03/2016
					indeterminado M\$	hasta un Mes 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%	No	-	-	4.392.553	1.332.583	5.725.136	-	-	-	-	482.657.760	482.657.760
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	No	-	-	4.277.167	5.139.545	9.416.712	5.349.219	5.349.219	5.349.219	5.349.219	293.491.518	314.888.394
Total					-	-	8.669.720	6.472.128	15.141.848	5.349.219	5.349.219	5.349.219	5.349.219	776.149.278	797.546.154

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

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	30 de septiembre de 2016								01 de marzo de 2016									
										Corriente M\$			No Corriente M\$					Corriente M\$			No Corriente M\$						
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa 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	-	875.363	875.363	-	-	-	-	141.787.176	141.787.176
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa 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	-	279.924	279.924	-	-	-	-	48.555.800	48.555.800
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa 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	-	177.296	177.296	-	-	-	-	22.605.980	22.605.980
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa 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	4.392.553	-	4.392.553	-	-	-	-	269.708.804	269.708.804
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	97.004.000-5	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	1.602.558	-	1.602.558	5.349.219	5.349.219	5.349.219	5.349.219	39.852.297	61.249.173
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	97.004.000-5	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	2.674.609	5.139.545	7.814.154	-	-	-	-	253.639.221	253.639.221
Totales										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	8.669.720	6.472.128	15.141.848	5.349.219	5.349.219	5.349.219	5.349.219	776.149.278	797.546.154

(*) Ver Nota 19.2.

17.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 30 de septiembre y al 01 de marzo de 2016 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2016 asciende a M\$1.024.647.169. Para el periodo, en consideración a los datos de entrada utilizados en esta valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 g.4).



- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

Al 30 de septiembre y al 01 de marzo de 2016 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	30 de septiembre de 2016									01 de marzo de 2016								
								Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A)	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	1.780.636	-	1.780.636	2.632.080	2.437.017	1.926.468	2.051.689	7.052.887	16.100.141	-	1.810.705	1.810.705	2.776.680	2.061.289	2.032.304	2.164.404	9.060.083	18.094.760
Totales Leasing								1.780.636	-	1.780.636	2.632.080	2.437.017	1.926.468	2.051.689	7.052.887	16.100.141	-	1.810.705	1.810.705	2.776.680	2.061.289	2.032.304	2.164.404	9.060.083	18.094.760

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

17.4 Deuda de cobertura

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, 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 Nota 3.g.5).

El movimiento al 30 de septiembre de 2016 en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30-09-2016 M\$
Saldo apertura al 01-03-2016 en reservas de coberturas (hedge ingresos), neto	(68.120.748)
Diferencia de cambio registradas en patrimonio, neto	13.656.887
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	4.208.350
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto (No auditado)	(50.255.511)

17.5 Otros aspectos

Al 30 de septiembre de 2016 el Grupo disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M\$412.581.613.

18. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Chile 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 Chile.

18.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

La estructura de la deuda según tasa de interés, medida como el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda bruta total, se situó en 82% al 30 de septiembre de 2016.

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

18.2 Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar 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, el Grupo Enel Chile busca 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 para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

18.3 Riesgo de commodities

El Grupo Enel 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 swap vigentes por 257 mil barriles de petróleo Brent a liquidarse entre octubre y noviembre de 2016, de gas Henry Hub Swap 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 swap vigentes por 133 mil barriles de petróleo Brent.

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

18.4 Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros. Ver Notas 17, 19 y Anexo 4.

Al 30 de septiembre de 2016, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de M\$ 220.291.997 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 412.581.613 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 1 de marzo de 2016, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de M\$ 161.018.932 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 277.668.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

18.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel 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. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos contratos con clientes libres, 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.

En el caso de nuestra empresa de distribución de electricidad, el corte de suministro, es una potestad de la compañía ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión, en la medida de lo posible) con límites establecidos para cada entidad.

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile 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, nacionales y extranjeras, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación de riesgo equivalente a grado de inversión.

18.6 Medición del riesgo

El Grupo Enel 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.

19. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

19.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría

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

	30 de septiembre de 2016				01 de marzo de 2016			
	Inversiones a mantener hasta el vencimiento (*) M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponibles para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento (*) M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponibles para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	-	-	-	879.599	-	-	-	436.069
Otros activos financieros	137.286	515.933.631	296.109	-	132.406	552.474.098	-	-
Total Corriente	137.286	515.933.631	296.109	879.599	132.406	552.474.098	-	436.069
Instrumentos de patrimonio	-	-	3.031.013	-	-	-	3.034.001	-
Instrumentos derivados	-	-	-	25.498.643	-	-	-	22.111.234
Otros activos financieros	-	33.665.855	715.597	-	-	14.550.780	-	-
Total No Corriente	-	33.665.855	3.746.610	25.498.643	-	14.550.780	3.034.001	22.111.234
Total	137.286	549.599.486	4.042.719	26.378.242	132.406	567.024.878	3.034.001	22.547.303

(*) Ver nota 6.

El valor en libros de las cuentas por cobrar y por pagar comerciales se aproxima a su valor razonable.

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2016 es el siguiente:

	30 de septiembre de 2016			01 de marzo de 2016		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	20.682.165	-	-	16.952.955	-
Instrumentos derivados	5.875.978	-	2.054.101	8.942.247	-	1.501.274
Otros pasivos de carácter financiero	-	493.914.460	-	-	724.330.640	-
Total Corriente	5.875.978	514.596.625	2.054.101	8.942.247	741.283.595	1.501.274
Préstamos que devengan interés	-	890.632.976	-	-	815.640.914	-
Instrumentos derivados	4.077.122	-	51.360.873	10.177.275	-	79.569.735
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.979.978	-	-	5.134.704	-
Total No Corriente	4.077.122	892.612.954	51.360.873	10.177.275	820.775.618	79.569.735
Total	9.953.100	1.407.209.579	53.414.974	19.119.522	1.562.059.213	81.071.009

19.2 Instrumentos derivados

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

El Grupo 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, 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				01 de marzo de 2016			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura flujos de caja	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	879.599	25.498.643	2.054.101	51.360.873	436.069	22.111.234	1.501.274	79.569.735
Cobertura de flujos de caja	879.599	25.498.643	2.054.101	51.360.873	436.069	22.111.234	1.501.274	79.569.735
Total	879.599	25.498.643	2.054.101	51.360.873	436.069	22.111.234	1.501.274	79.569.735

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos de 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 30-09-2016	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos) (*)	(27.036.732)	Flujo de caja

(*) Ver Nota 17.2.

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre de 2016 el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

El Grupo no estableció relaciones de cobertura de valor razonable para ninguno de los períodos presentados.

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

Al 30 de septiembre de 2016, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de septiembre de 2016		01 de marzo de 2016	
	Pasivo Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	5.875.978	4.077.122	8.942.247	10.177.275

Ver Nota 17.

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, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	30 de septiembre de 2016						
	Valor razonable	Valor nominal					
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de tipo de interés:	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de flujos de caja	-	-	-	-	-	-	-
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	01 de marzo de 2016						
	Valor razonable	Valor nominal					
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de tipo de interés:	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de flujos de caja	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	(58.523.706)	-	-	-	534.289.601	-	534.289.601
Cobertura de flujos de caja	(58.523.706)	-	-	-	534.289.601	-	534.289.601
Derivados no designados contablemente de cobertura	(19.119.522)	65.794.782	53.420.799	10.925.908	-	-	130.141.489
Total	(77.643.228)	65.794.782	53.420.799	10.925.908	534.289.601	-	664.431.090

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

19.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 3.h.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2016:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del período 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	744.742	29.145	715.597	-	-
Total	30.972.482	29.145	30.943.337	-	-
Pasivos Financieros					
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	53.414.974	-	53.414.974	-	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	1.191.954	-	1.191.954	-	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	9.953.100	-	9.953.100	-	-
Total	64.560.028	-	64.560.028	-	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	01-03-2016 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$	
Activos Financieros					
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	22.547.303	-	22.547.303	-	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	20.397	-	20.397	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	32.134	32.134	-	-	-
Total	22.599.834	32.134	22.567.700	-	-
Pasivos Financieros					
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	81.071.009	-	81.071.009	-	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	106.723	-	106.723	-	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	19.012.799	-	19.012.799	-	-
Total	100.190.531	-	100.190.531	-	-

19.3.1 Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica con nivel 3

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

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

Ninguno de los posibles escenarios razonables previsible de las hipótesis indicadas en el párrafo anterior, daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros incluidos en este nivel.

20. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2016 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Acreedores comerciales	198.904.577	227.214.759	-	-
Otras cuentas por pagar	256.420.291	414.088.661	1.688.940	4.883.177
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	455.324.868	641.303.420	1.688.940	4.883.177

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de septiembre de 2016 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Proveedores por compra de energía	123.641.037	180.114.095	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	75.263.540	47.100.664	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	200.503.475	182.197.294	65.913	40.994
Impuesto reorganización societaria	-	128.454.581	-	-
Dividendos por pagar a terceros	2.738.430	41.158.808	-	-
IVA débito fiscal	9.089.372	12.115.734	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	10.811.852	10.421.075	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	8.497.350	7.622.104	-	-
Cuentas por pagar al personal	23.619.489	31.465.241	-	-
Otras cuentas por pagar	1.160.323	653.824	1.623.027	4.842.183
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	455.324.868	641.303.420	1.688.940	4.883.177

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

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de septiembre de 2016 se expone en Anexo 7.

21. PROVISIONES

a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2016 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Por reclamaciones legales	5.768.823	3.410.844	5.064.324	5.030.598
Por desmantelamiento o restauración (1)	-	-	57.079.825	51.085.541
Otras provisiones	5.818.953	5.854.989	-	-
Total	11.587.776	9.265.833	62.144.149	56.116.139

(1) Ver nota 3.I.

Las provisiones por desmantelamientos se originan 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.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas. El movimiento de las provisiones por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016 es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento o Restauración M\$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 01 de marzo de 2016	8.441.442	51.085.541	5.854.989	65.381.972
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	7.342.425	4.091.238	(36.036)	11.397.627
Provisión Utilizada	(4.948.437)	-	-	(4.948.437)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	1.903.046	-	1.903.046
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(2.283)	-	-	(2.283)
Otro Incremento (Decremento)	-	-	-	-
Total Movimientos en Provisiones	2.391.705	5.994.284	(36.036)	8.349.953
Saldo al 30 de septiembre de 2016	10.833.147	57.079.825	5.818.953	73.731.925

22. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

22.1 Aspectos generales:

Enel Chile S.A. y algunas de sus filiales radicadas en Chile 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.

22.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

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

Cuentas contables:

	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Obligaciones post empleo largo plazo	53.555.361	55.697.489
Total Pasivo	53.555.361	55.697.489
Total Obligaciones Post Empleo, neto	53.555.361	55.697.489

Los montos registrados en los resultados integrales Consolidados al 30 de septiembre de 2016 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.162.583
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	1.521.339
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	2.683.922
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	2.683.922

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

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo al 01 de marzo de 2016	55.697.489
Costo del servicio corriente	1.162.583
Costo por Intereses por Obligación de Plan de Beneficios Definidos	1.521.339
Contribuciones Pagadas Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(5.533.441)
Trasposos de Personal	707.391
Saldo al 30 de septiembre de 2016	53.555.361

22.3 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:

	Chile 30-09-2016
Tasas de descuento utilizadas	5,00%
Intereses de activos del plan	N/A
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%
Tasa de rotación esperada	6,12% - 7,00%
Tablas de mortalidad	RV -2009

- Sensibilización:**

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\$3.422.407 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$5.566.783 en caso de una baja de la tasa.

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M\$700.718.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo Enel Chile S.A. corresponde a 10,02 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	700.718
2	4.662.895
3	4.472.944
4	5.127.576
5	4.240.555
más de 5	19.436.240

23. PATRIMONIO

23.1 Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo

Al 30 de septiembre de 2016, el capital social de Enel Chile S.A., ascienda a M\$2.229.108.975 y está representado por 49.092.772.762 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas, que se encuentran admitidas a cotización en las bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Para mayor información de los antecedentes generales de Enel Chile S.A., Ver Nota 1.

23.2 Reservas por diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión atribuibles a los propietarios del Grupo, del estado de situación financiera Consolidado al 30 de septiembre de 2016 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	8.638.792	8.690.557
Electrogas	1.042.579	1.423.799
GNL Chile S.A.	704.295	805.316
GNL Quintero S.A. (*)	-	(726.970)
Otros	857	-
TOTAL	10.386.523	10.192.702

(*) Ver Nota 11.b).

23.3 Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas

Nuestra filial Enel Generación Chile S.A. debe cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 30 de septiembre de 2016, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de Enel Generación Chile S.A. asciende a M\$ 456.844.078.

23.4 Otras Reservas

Al 30 de septiembre de 2016., de la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

Detalle de Otras Reservas	Saldo al 01-03-2016 M\$	Movimiento 2016 M\$	Saldo al 30-09-2016 M\$
Diferencias de cambio por conversión	10.192.702	193.821	10.386.523
Cobertura flujo caja	(112.912.093)	33.736.695	(79.175.398)
Activos financieros disponibles para la venta	14.841	(4.954)	9.887
Otras reservas varias	(974.577.310)	281.499	(974.295.811)
TOTAL	(1.077.281.860)	34.207.061	(1.043.074.799)

Reservas diferencias de conversión: Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:

- La conversión de nuestras entidades consolidadas que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (nota 2.7.3); y
- a) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.5. y 3.h).

b) Otras reservas varias

Los principales ítems y sus efectos son los siguientes:

Otras reservas Varias	Saldo al 30-09-2016 M\$	Saldo al 01-03-2016 M\$
Reserva por reestructuración societaria ("División")	(538.097.024)	(538.097.024)
Reservas APV transición a NIIF	(457.221.836)	(457.221.836)
Reservas por combinaciones de negocios.	12.502.494	12.502.494
Otras reservas varias	8.520.555	8.239.056
Saldo Final	(974.295.811)	(974.577.310)

i) Diferencias de conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 "adopción por primera vez").

ii) Reserva por reestructuración societaria (División): Representa el efecto generado por la reorganización societaria (descrita en la Nota1) de Enel Chile y separación del negocio fuera de Chile en Enersis Américas. En este sentido, esta reserva incluye los efectos de los impuestos pagados en Perú producto de las escisiones de las operaciones extranjeras de Enel Generación Chile y Enel Distribución Chile, los montos pagados por estas sociedades, como sujetos pasivos, fueron de 577 millones de Soles Peruanos, (M\$116.053.254, aproximadamente) y 74 millones de Nuevos Soles, (M\$14.674.937 aproximadamente) respectivamente. Este impuesto, que se pagó durante los meses de marzo y abril de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Enel Generación Chile y Enel Distribución Chile poseían en dicho país y que fueron transferidas a Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. La base de cálculo para la determinación del impuesto corresponde a la diferencia entre el valor de mercado de las inversiones, a la fecha de la transferencia, y el costo de adquisición tributario de las citadas participaciones. El efecto económico neto en el patrimonio de apertura fue de M\$90.274.727.

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). (Ver Notas 1 y 2).

23.5 Participaciones no controladoras

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

Compañías	30-09-2016 %	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)		
		Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)
		30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.)	0,91%	6.548.000	5.836.760	716.521
Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	40,02%	699.961.880	581.092.791	113.128.417
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	10.023.866	12.025.560	3.926.431
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	42,50%	2.646.211	2.670.095	(23.884)
Otras		(180.228)	(195.636)	5.594
Total		718.999.729	601.429.570	117.753.079

23.6 Dividendos

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
1	Definitivo	24-05-2016	2,09338	2015

24. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Ventas de energía	1.373.214.979
Generación	675.311.338
Clientes Regulados	460.814.388
Clientes no Regulados	145.475.757
Ventas de Mercado Spot	64.515.624
Otros Clientes	4.505.569
Distribución	697.903.641
Residenciales	266.332.463
Comerciales	219.310.446
Industriales	135.214.348
Otros Consumidores (1)	77.046.384
Otras ventas	67.432.482
Ventas de gas	63.552.446
Ventas de productos y servicios	3.880.036
Otras prestaciones de servicios	83.346.016
Peajes y transmisión	37.483.381
Arriendo equipos de medida	2.550.299
Alumbrado público	7.628.729
Servicios de ingeniería y consultoría	9.847.019
Otras prestaciones (2)	25.836.588
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.523.993.477
Otros ingresos	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Otros Ingresos	9.440.048
Total Otros ingresos	9.440.048

- (1) Por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, incluye ingresos de la venta de energía a municipalidades M\$23.112.376; entidades gubernamentales por M\$11.136.119; empresas del sector agrícola por M\$2.670.779; y otros consumidores por M\$40.127.110.
- (2) Por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, incluye servicios de construcción de empalmes por M\$9.145.080; trabajos en instalaciones específicas y redes por M\$12.274.985; y otros servicios por M\$4.416.523.

25. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Compras de energía	(537.314.512)
Consumo de combustible	(217.636.163)
Gastos de transporte	(114.308.124)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(55.105.075)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(924.363.874)

26. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

La composición de esta partida por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Sueldos y salarios	(59.694.361)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.162.583)
Seguridad social y otras cargas sociales	(8.163.290)
Otros gastos de personal	(6.133.147)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(75.153.381)

27. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016:

	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Depreciaciones	(91.267.094)
Amortizaciones	(3.480.164)
Subtotal	(94.747.258)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(4.096.879)
Total	(98.844.137)

(*) Información por segmentos por Reversión y (Pérdidas) por deterioro	Generación M\$	Distribución M\$	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Activos financieros (Ver Nota 7.c)	-	(4.096.879)	(4.096.879)
Total	-	(4.096.879)	(4.096.879)

28. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados, por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Otros suministros y servicios	(12.210.584)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(32.128.592)
Reparaciones y conservación	(7.175.900)
Indemnizaciones y multas	(707.763)
Tributos y tasas	(2.728.370)
Primas de seguros	(9.665.493)
Arrendamientos y cánones	(2.287.977)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(1.753.641)
Castigo proyectos Huechún y Chillán (*)	(2.549.926)
Castigo de proyectos en curso (*)	(32.834.160)
Otros aprovisionamientos	(3.338.974)
Gastos de viajes	(1.739.175)
Gastos de medioambiente	(1.199.994)
Total Otros gastos por naturaleza	(110.320.549)

(*) Ver Nota 14.e).x).

29. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

El detalle del rubro por el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Ganancia por venta GNL Quintero (*)	121.325.018
Resultado de otras inversiones	113.778
Total Otras ganancias (pérdidas)	121.438.796

(*) Ver Nota 11.b).

30. RESULTADO FINANCIERO

El detalle del ingreso y gasto financiero siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

Ingresos financieros	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	3.103.563
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	5.597.116
Otros ingresos financieros	3.621.881
Total Ingresos Financieros	12.322.560
Costos financieros	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Préstamos bancarios	(1.501.918)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(25.601.713)
Arrendamientos financieros (leasing)	(555.379)
Valoración derivados financieros	(765.215)
Actualización financiera de provisiones	(1.903.046)
Obligación por beneficios post empleo	(1.521.339)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(1.265.221)
Gastos financieros activados	1.695.408
Otros costos financieros	(3.598.797)
Costos Financieros	(35.017.220)
Resultado por unidades de reajuste (*)	595.371
Diferencias de cambio (**)	13.345.421
Total Resultado Financiero	(8.753.868)

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Otros activos financieros	5.069.000
Otros activos no financieros	8.233
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	542.522
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.364.193
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(6.362.232)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(26.345)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	595.371
Diferencias de Cambio (**)	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	743.018
Otros activos financieros	536.192
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7.263.198
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(7.206)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	5.010.419
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(200.200)
Total Diferencias de Cambio	13.345.421

31. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

31.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus filiales operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque “abajo hacia arriba” para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basado en IFRS 8.9 y en los criterios establecidos en IFRS 8.12.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

El negocio de generación y transmisión es conducido en Chile por nuestras filiales Enel Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., Central Eólica Canela S.A. y Gasatagama Chile S.A.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por la compañía eléctrica Enel Distribución Chile S.A. que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves (“KPI” por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA, Margen Bruto, Capex Total, Opex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación y Transmisión, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque del negocio ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares, en cada uno de los siguientes aspectos:

- a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión por un lado, y Distribución por otro;
- b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;
- c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
- d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
- e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución

La máxima autoridad en la toma de decisiones (“CODM” por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente de Chile revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados de del Grupo..

31.2 Generación y Distribución

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	565.243.795	546.693.197	222.344.873	283.396.502	78.345.335	26.739.595	865.934.003	856.829.294
Efectivo y equivalentes al efectivo	110.174.499	76.276.798	4.649.552	19.907.975	105.467.946	64.834.159	220.291.997	161.018.932
Otros activos financieros corrientes	1.238.700	500.181	27.826	26.446	46.468	41.848	1.312.994	568.475
Otros activos no financieros, corriente	5.493.119	869.567	8.655.913	4.575.827	431.708	370.605	14.580.740	5.815.999
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	317.899.195	341.882.526	184.749.669	234.976.837	5.688.434	6.414.273	508.337.298	583.273.636
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	79.921.284	77.933.451	5.793.831	9.690.948	(39.356.162)	(51.904.797)	46.358.953	35.719.602
Inventarios corrientes	32.672.748	33.846.916	2.092.590	2.053.615	5.945.515	6.964.507	40.710.853	42.865.038
Activos por impuestos corrientes, corriente	17.844.250	15.383.758	16.375.492	12.164.854	121.426	19.000	34.341.168	27.567.612
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	2.881.340.229	2.848.142.707	794.222.324	766.740.596	849.035.592	840.713.253	4.524.598.145	4.455.596.556
Otros activos financieros no corrientes	29.216.576	25.113.504	28.677	31.731	-	-	29.245.253	25.145.235
Otros activos no financieros no corrientes	5.383.528	4.553.816	820.754	997.470	(1.342)	79.941	6.202.940	5.631.227
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	28.257	29.242	18.884.237	14.379.675	149.508	141.863	19.062.002	14.550.780
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	32.780.878	59.745	58.690	(59.745)	(58.690)	29.874.294	32.780.878
Activos intangibles distintos de la plusvalía	18.225.742	20.111.035	23.608.193	22.470.595	(768.294)	(1.070.865)	41.065.641	41.510.765
Plusvalía	24.860.356	24.860.356	2.240.478	2.240.478	860.156.821	860.156.821	887.257.655	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	2.741.170.983	2.722.198.590	748.083.418	726.220.241	(26.065.224)	(29.359.136)	3.463.189.177	3.419.059.695
Propiedad de inversión	-	-	-	-	8.134.138	8.147.242	8.134.138	8.147.242
Activos por impuestos diferidos	17.976.640	18.495.286	496.822	341.716	7.489.730	2.676.077	25.963.192	21.513.079
TOTAL ACTIVOS	3.446.584.024	3.394.835.904	1.016.567.197	1.050.137.098	927.380.927	867.452.848	5.390.532.148	5.312.425.850

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



Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	450.113.387	639.169.616	193.695.459	343.418.503	(32.483.592)	(40.782.132)	611.325.254	941.805.987
Otros pasivos financieros corrientes	28.612.142	27.396.381	102	95	-	-	28.612.244	27.396.476
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	306.450.416	340.887.553	128.277.098	131.688.103	20.597.354	168.727.764	455.324.868	641.303.420
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	57.755.797	241.591.548	53.815.965	202.536.840	(53.080.946)	(210.109.778)	58.490.816	234.018.610
Otras provisiones corrientes	11.587.672	9.229.693	104	36.140	-	-	11.587.776	9.265.833
Pasivos por impuestos corrientes	45.684.030	20.041.111	103.765	12.004	-	599.882	45.787.795	20.652.997
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	23.330	23.330	11.498.425	9.145.321	-	-	11.521.755	9.168.651
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.215.437.351	1.190.901.951	102.814.953	54.306.496	(43.815.409)	(29.592.934)	1.274.436.895	1.215.615.513
Otros pasivos financieros no corrientes	946.070.971	905.387.924	-	-	-	-	946.070.971	905.387.924
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	1.661.678	4.841.138	27.262	42.039	-	-	1.688.940	4.883.177
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	251.527	251.527	50.039.511	-	(50.000.000)	-	291.038	251.527
Otras provisiones no corrientes	56.682.719	50.702.975	5.461.430	5.413.164	-	-	62.144.149	56.116.139
Pasivo por impuestos diferidos	196.629.636	214.384.212	19.889.323	21.274.096	(6.284.767)	(42.814.724)	210.234.192	192.843.584
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	14.140.820	15.334.175	26.945.183	27.141.524	12.469.358	13.221.790	53.555.361	55.697.489
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	452.244	435.673	-	-	452.244	435.673
PATRIMONIO NETO	1.781.033.286	1.564.764.337	720.056.785	652.412.099	1.003.679.928	937.827.914	3.504.769.999	3.155.004.350
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.781.033.286	1.564.764.337	720.056.785	652.412.099	1.003.679.928	937.827.914	2.785.770.270	2.553.574.780
Capital emitido	552.777.321	552.777.321	230.137.980	230.137.980	1.446.193.674	1.446.193.674	2.229.108.975	2.229.108.975
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.266.224.844	1.026.012.237	807.317.973	727.063.306	(473.806.723)	(351.327.878)	1.599.736.094	1.401.747.665
Primas de emisión	85.511.492	85.511.492	354.220	354.220	(85.865.712)	(85.865.712)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(123.480.371)	(99.536.713)	(317.753.388)	(305.143.407)	117.158.689	(71.172.170)	(1.043.074.799)	(1.077.281.860)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	718.999.729	601.429.570
Total Patrimonio Neto y Pasivos	3.446.584.024	3.394.835.904	1.016.567.197	1.050.137.098	927.380.927	867.452.848	5.390.532.148	5.312.425.850

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

Linea de Negocio	Generación	Distribución	Holdings y Eliminaciones	Totales
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$	Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
INGRESOS	1.008.342.414	784.232.310	(259.141.199)	1.533.433.525
Ingresos de actividades ordinarias	1.001.473.093	781.997.095	(259.476.711)	1.523.993.477
Ventas de energía	899.820.073	699.150.991	(225.756.085)	1.373.214.979
Otras ventas	63.062.411	4.370.071	-	67.432.482
Otras prestaciones de servicios	38.590.609	78.476.033	(33.720.626)	83.346.016
Otros ingresos	6.869.321	2.235.215	335.512	9.440.048
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(569.448.275)	(618.545.045)	263.629.446	(924.363.874)
Compras de energía	(208.855.992)	(556.048.148)	227.589.628	(537.314.512)
Consumo de combustible	(217.636.163)	-	-	(217.636.163)
Gastos de transporte	(110.438.683)	(38.260.781)	34.391.340	(114.308.124)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(32.517.437)	(24.236.116)	1.648.478	(55.105.075)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	438.894.139	165.687.265	4.488.247	609.069.651
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.824.626	3.691.786	-	8.516.412
Gastos por beneficios a los empleados	(34.854.698)	(20.974.763)	(19.323.920)	(75.153.381)
Otros gastos, por naturaleza	(79.199.537)	(32.905.997)	1.784.985	(110.320.549)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	329.664.530	115.498.291	(13.050.688)	432.112.133
Gasto por depreciación y amortización	(77.847.607)	(17.611.695)	712.044	(94.747.258)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	(4.096.879)	-	(4.096.879)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	251.816.923	93.789.717	(12.338.644)	333.267.996
RESULTADO FINANCIERO	(18.327.435)	4.968.144	4.605.423	(8.753.868)
Ingresos financieros	1.105.986	8.937.522	2.279.052	12.322.560
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	1.102.829	1.055.028	945.707	3.103.564
Otros ingresos financieros	3.157	7.882.494	1.333.345	9.218.996
Costos financieros	(33.213.959)	(4.241.569)	2.438.308	(35.017.220)
Préstamos bancarios	(1.501.498)	(421)	-	(1.501.919)
Obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas	(25.601.713)	-	-	(25.601.713)
Otros	(6.110.748)	(4.241.148)	2.438.308	(7.913.588)
Resultados por Unidades de Reajuste	277.907	306.728	10.736	595.371
Diferencias de cambio	13.502.631	(34.537)	(122.673)	13.345.421
Positivas	22.740.063	163.081	63.773	22.966.917
Negativas	(9.237.432)	(197.618)	(186.446)	(9.621.496)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	5.551.476	-	-	5.551.476
Otras ganancias (pérdidas)	121.438.796	-	-	121.438.796
Resultado de Otras Inversiones	121.405.252	-	-	121.405.252
Resultados en Ventas de Activos	33.544	-	-	33.544
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	360.479.760	98.757.861	(7.733.221)	451.504.400
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(72.937.428)	(19.966.142)	7.508.359	(85.395.211)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	287.542.332	78.791.719	(224.862)	366.109.189
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	287.542.332	78.791.719	(224.862)	366.109.189
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	287.542.332	78.791.719	(224.862)	366.109.189
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora				248.356.110
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras				117.753.079

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Generación Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$	Distribución Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$	Holdings y Eliminaciones Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$	Totales Siete meses terminados al 30-09-2016 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	97.384.818	78.775.006	(11.491.581)	164.668.243
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	130.204.738	(16.406.301)	19.765.435	133.563.872
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(191.444.478)	(77.749.437)	32.449.159	(236.744.756)

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



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

32.1 Garantías directas

Al 30 de septiembre de 2016, Enel Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$19.035.319.556.

32.2 Garantías Indirectas

Tipo	Nombre del contrato	Fecha de término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente de la Obligación	
				Nombre	Relación		Tipo	Valor Contable		Moneda	30-09-2016
								Moneda	Valor		
Solidario	Bono B	Octubre de 2028	Bonistas Programa de Bonos Enersis Américas	Enersis Américas	Empresas divididas del deudor original Enersis (deudor solidario Enersis Chile)	Codeudor Solidario	-	-	-	Ch\$	24.332.744

Al dividirse el emisor original, Enersis S.A., de acuerdo al contrato son solidariamente responsables todas las sociedades que surjan de la división, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enersis Américas.

32.3 Litigios y arbitrajes

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 riberaños del lago Pihueico 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 riberaños del lago Pihueico, 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 Pihueico a 900 metros aguas abajo en el río 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 recursos 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 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 nuevas 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 27 de marzo de 2015 dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. En contra de dicha resolución, la compañía dedujo recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, recurso que fue rechazado, confirmandose 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 reconvenzional 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 reconvenzional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su réplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvenzional. Con fecha 1 de octubre de 2014, Celta presentó su réplica a la demanda reconvenzional. Adicionalmente el Juez Árbitro formuló un cuestionario con preguntas a cada parte por separado y también con preguntas comunes.

Una vez que éstas fueron respondidas, el árbitro dio a las partes plazo hasta el 16 de enero de 2015 para objetar u observar las respuestas proporcionadas y los documentos acompañados de contrario. El Juez Árbitro ha entregado a las partes una base de acuerdo para estudio.

La Administración de Enel 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.

32.4 Restricciones financieras

Al 30 de septiembre de 2016, Enel Chile, a nivel individual, no tenía obligaciones de deuda y por lo tanto no estaba afectada por ningún covenant financiero o eventos de incumplimiento. Sin embargo, diversos contratos de deuda de nuestras subsidiarias, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios 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 suscribió en marzo de 2016, por UF 2,8 millones estipula que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir Enel Generación Chile, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Esta línea no ha sido desembolsada. Las líneas de crédito internacionales de Enel Generación Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscritas en julio 2014 y febrero 2016 y que expiran en julio de 2019 y febrero de 2020, respectivamente, tampoco hacen referencia a ninguna de sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar por incumplimiento de otra deuda de Enel Generación Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora de la otra deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de periodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido en cada contrato. 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 la misma sociedad, 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 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 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 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 periodo 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 o Enel Chile, y operaciones de asociadas de largo plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación 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 un 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, 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.

Para Enel Generación Chile, al 30 de septiembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo 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, Enel 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.

32.5 Otras informaciones

Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén, en el que participa nuestra entidad consolidada 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 MM\$69.066 (aproximadamente US\$121 millones).

Los efectos financieros y contables que tuvo para Enel Chile la provisión de deterioro de Enel Generación Chile sobre su participación en Hidroaysén, resultaron en un cargo al resultado neto de Enel Chile por \$41.426 millones (aproximadamente US\$ 73 millones).

33. DOTACION

La dotación de Enel Chile al 30 de septiembre de 2016 es la siguiente:

País	30-09-2016				Promedio del Período
	Gerentes y ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	63	1.723	219	2.005	1.993
Argentina	-	11	18	29	29
Total	63	1.734	237	2.034	2.022

34. SANCIONES

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

Filiales

1.- Enel Generación Chile S.A.

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 Endesa 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.-

2.- Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

No hay sanciones pendientes de resolución al 30 de septiembre de 2016.

3.- Enel Distribución Chile S.A.

Al 30 de Septiembre de 2016 estaban pendientes de resolución 3 sanciones impuestas por la Superintendencia de Electricidad y Combustible, por infracciones a la Ley Eléctrica y su Reglamento, por un monto total de \$2.931.470.271.-



35. MEDIO AMBIENTE

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

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30-09-2016					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
PEHUENCHE	GASTOS MEDIOAMBIENTALES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	3.263	-	3.263	-	-	3.263
Celta	Estudios, monitoreos y disposición de residuos	Higienización, tratamiento de residuos, sist.de gestión y control de plagas	Terminado	26.154	-	26.154	-	-	26.154
	Estudios, monitoreos y análisis de laboratorio	Retiro y dsposición final de residuos sólidos en C. Térmicas	En proceso	145.698	-	145.698	-	-	145.698
	Planta ZLD (estudios)	Planta ZLD (estudios)	Terminado	4.490	4.490	-	-	-	4.490
	EOLICA CANELA	Gastos Medioambientales en CC.EE.	En proceso	90.719	-	90.719	-	-	90.719
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES 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	323.051	-	323.051	-	-	323.051
		GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	En proceso	33.377	-	33.377	-	-	33.377
		GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	En proceso	75.709	-	75.709	-	-	75.709
		Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Maiju	En proceso	2.016.710	2.016.710	-	-	00-01-1900	2.016.710
	C.H. Ralco	Abatimiento Nox Taltal: Ingeniería, Obras Civiles y permisos	En proceso	310.846	310.846	-	-	00-01-1900	310.846
	C.T. Tal Tal	Consiste en la corta de ramas hasta llegar a las condiciones de seguridad a que debe ser dejado el follaje respecto a los conductores.	En proceso	36.683	-	36.683	3.200	31-10-2016	39.883
	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES AT	Considera los costos por el retiro y tratamiento de Residuos Peligrosos (destino final) generados en actividades de Mantenimiento Redes AT.	En proceso	519	-	519	800	31-12-2016	1.319
	GESTIÓN DE RESPEL	Esta actividad contempla el despeje y poda de las redes de distribución MT/BT cercanos a las redes de distribución	En proceso	408.229	-	408.229	78.722	31-12-2016	486.951
	GESTIÓN DE RESSOL	El servicio consiste en el desmalezado y control de malezas en recintos de subestaciones de poder eléctricas con el objetivo de mantener libre de malezas los recintos asegurando una buena operación de estas instalaciones.	En proceso	19.191	-	19.191	12.305	31-12-2016	31.496
	GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	Space CAB y Preemsablado	En proceso	150.863	150.863	-	1.293.173	31-12-2016	1.444.036
Enel Distribución Chile S.A.	MEJORAS EN LA RED MT/BT	Monitoreo de Fauna comprometido en RCA línea 220 kv	En proceso	8.338	8.338	-	2.884	31-12-2016	11.222
	PERMISOS AMBIENTALES	Pagos corresponden a compromisos ambientales en la RCA	En proceso	43.885	43.885	-	-	31-12-2016	43.885
	Permisos ambientales línea Lo Espejo - Ochagavía	Tramitación Permisos Ambientales Sectoriales. Línea-Lo Espejo -Ochagavía, tramo Tap Cisterna	Terminado	989.249	989.249	-	-	30-06-2016	989.249
	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	El servicio consiste en la mantencion de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de chilectra.	En proceso	36.888	-	36.888	13.192	31-12-2016	50.080
	CONTROL DE RUIDOS	Esta actividad contempla el mantenimiento de la franja de servidumbre de una línea de alta tensión entre 34,5 y 500 kv.	Terminado	513	-	513	-	-	513
		Mediciones de ruido en subestaciones: Sta. Raquel, La Reina, Cisterna y Sta. Marta	En proceso	9.759	9.759	-	-	31-12-2016	9.759
				4.734.134	3.534.140	1.199.994	1.404.276		6.138.410
	Total								



36. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ENTIDADES CONSOLIDADAS

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales entidades consolidadas al 30 de septiembre de 2016, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera.

		30-09-2016																	
Estados financieros		Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
		MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS
Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.)	Consolidado	222.344.874	794.222.324	1.016.567.198	193.695.459	102.814.955	720.056.784	1.016.567.198	994.087.483	(788.034.752)	206.052.732	144.400.150	116.783.341	6.176.317	122.696.054	(22.286.159)	109.324.293	(407.441)	108.916.852
Grupo Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Consolidado	54.655.359	11.213.185	65.868.544	4.185.807	1.200.340	60.482.397	65.868.544	6.010.250	-	6.010.250	(975.832)	(1.023.692)	1.909.592	885.900	111.132	997.032	-	997.032
Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	separado	652.027.080	2.384.608.870	3.036.635.950	465.929.466	1.074.228.736	1.496.477.748	3.036.635.950	1.199.922.476	(836.786.496)	363.135.980	289.305.847	222.605.298	(27.481.225)	488.287.790	(49.552.934)	438.734.856	49.192.197	487.927.053
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	23.207.614	195.109.807	218.317.421	31.430.639	50.507.651	136.379.131	218.317.421	119.694.444	(18.145.513)	101.548.931	96.961.391	90.462.497	24.518	90.487.015	(21.771.196)	68.715.820	-	68.715.820
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Consolidado	109.932.437	769.552.146	879.484.583	243.871.991	159.256.480	476.356.112	879.484.583	185.030.042	(122.064.662)	62.965.380	50.007.154	28.810.958	(1.878.096)	40.813.915	(3.268.580)	37.545.335	(51.042)	37.494.293
Grupo Enel Generación Chile S.A. (ex Grupo Endesa S.A.)	Consolidado	565.243.797	2.881.340.228	3.446.584.025	450.113.386	1.215.437.349	1.781.033.290	3.446.584.025	1.276.245.828	(708.502.443)	567.743.385	475.058.836	375.539.216	(22.740.619)	445.564.071	(82.549.402)	442.587.114	49.434.795	492.021.909
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	94.311.967	199.050.345	293.362.312	23.116.592	43.765.752	226.479.968	293.362.312	114.437.272	(62.117.914)	52.319.358	39.109.027	30.765.642	6.596.109	37.361.751	(7.648.500)	29.713.251	(85.115)	29.628.136

	01-03-2016							
	Estados financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.)	Consolidado	294.367.221	766.744.431	1.061.111.652	344.724.065	54.306.496	662.081.091	1.061.111.65
Grupo Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Consolidado	54.606.877	11.339.400	65.946.277	5.134.993	1.325.625	59.485.660	65.946.27
Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	separado	548.273.937	3.600.992.006	4.149.265.943	839.496.101	1.013.785.689	2.295.984.154	4.149.265.94
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	25.710.728	199.921.967	225.632.695	10.387.373	51.632.260	163.613.062	225.632.69
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Consolidado	71.820.763	631.856.860	703.677.623	122.306.201	48.211.333	533.160.090	703.677.62
Grupo Enel Generación Chile S.A.(ex Grupo Endesa S.A.)	Consolidado	581.541.572	2.841.422.478	3.422.964.050	658.204.656	1.193.471.280	1.571.288.113	3.422.964.04
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	249.435.955	204.076.059	453.512.014	20.406.726	48.175.317	384.929.972	453.512.01

37. HECHOS POSTERIORES

ENEL CHILE S.A.

- Con fecha 4 de octubre de 2016, según Junta Extraordinaria de Accionistas, y en cumplimiento de los quórums exigidos por la ley y los estatutos de la Compañía, se acordó la modificación de la razón social de Enersis Chile S.A., por el nuevo nombre “Enel Chile S.A.”

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.

- Con fecha 4 de octubre de 2016, según Junta Extraordinaria de Accionistas, y en cumplimiento de los quórums exigidos por la ley y los estatutos de la Compañía, se acordó la modificación del artículo primero de los estatutos sociales sustituyendo la denominación de la sociedad por la de “Enel Generación Chile S.A.”. Asimismo se acordó la modificación de los estatutos sociales en lo referido al procedimiento para citación a sesiones extraordinarias del directorio.

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.

- Con fecha 4 de octubre de 2016, según Junta Extraordinaria de Accionistas, y en cumplimiento de los quórums exigidos por la ley y los estatutos de la Compañía, se acordó la modificación del artículo primero de los estatutos sociales sustituyendo la denominación de la sociedad por la de “Enel Distribución Chile S.A.”

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 01 de octubre de 2016 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios.



ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL CHILE

Este anexo es parte de la nota 2.4 “Entidades Consolidadas”.
Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Control a 30-09-2016			% Control a 01-03-2016			Tipo de 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
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.)	Peso Chileno	99,08%	0,01%	99,09%	99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Participación en Empresas de cualquier naturaleza
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	3,78%	96,21%	99,99%	3,78%	96,21%	99,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Peso Chileno	59,98%	0,00%	59,98%	59,98%	0,00%	59,98%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (3)	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte de Gas Natural
96.830.980-3	GasAtacama S.A. (3)	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural
78.932.860-9	GasAtacama Chile S.A. (3) (4) (5)	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
77.032.280-4	Gasoducto TalTal S.A. (3) (4)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A. (3)	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
76.676.750-8	GNL Norte S.A. (5)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (2)	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%	99,00%	1,00%	100,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
96.905.700-K	Progas S.A. (4)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Transporte y Distribución Comercial de Gas Natural
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Peso Chileno	0,00%	57,50%	57,50%	0,00%	57,50%	57,50%	Filial	Chile	Inversiones Financieras

- (1) Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa S.A. (actual Enel Generación Chile S.A.), adquirió el 50% adicional de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada.
- (2) Con fecha 31 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco fue fusionada con ICT, siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre de Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.
- (3) Desde el 1 de enero de 2015, hubo un cambio en la moneda funcional para estas entidades desde el dólar estadounidense al peso chileno.
- (4) Con fecha 01 de septiembre de 2016 las compañías Gasoducto TalTal S.A. y Progas S.A. fueron fusionadas con GasAtacama Chile S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (5) Con fecha 12 de septiembre de 2016 GNL Norte S.A. fue fusionada con GasAtacama Chile S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.



ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACION

Incorporación al perímetro de consolidación:

Al 30 de septiembre y al 01 de marzo de 2016, no hay incorporaciones en el perímetro de consolidación.

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Participación				% Participación			
	al 30 de septiembre de 2016				al 01 de marzo de 2016			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método de Combinación
Gasoducto TalTal S.A.	-	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
GNL Norte S.A.	-	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
Progas S.A.	-	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-
GNL Quintero S.A.	-	20,00%	20,00%	Puesta en equivalencia	-	-	-	-



ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

Este anexo es parte de la nota 3.i "Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación".

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	% Participación al 30-09-2016			% Participación al 01/03/2016			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dólar	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	Asociada	Chile	Sociedad de Cartera
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Dólar	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (1)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	20,00%	20,00%	Asociada	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
76.041.891-9	Aysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
76.091.595-5	Aysén Energía S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	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

(1) Con fecha 14 de septiembre se formalizó la venta de GNL Quintero S.A. a Enagás S.A. (ver nota 11.b).



ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA

Este anexo forma parte de Nota 17. "Otros pasivos financieros".

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

a) Préstamos bancarios

1. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente					No Corriente					
			Vencimiento				Total Corriente al 30/09/2016	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2016
			indeter minado	hasta un Mes	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	US\$	1,48%	-	-	365.699	1.097.102	1.462.801	1.462.803	1.462.803	99.303.186	-	-	102.228.792
Chile	Ch\$	6,67%	-	-	2	-	2	-	-	-	-	-	-
Total			-	-	365.701	1.097.102	1.462.803	1.462.803	1.462.803	99.303.186	-	-	102.228.792

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente					No Corriente					
			Vencimiento				Total Corriente al 01/03/2016	Vencimiento					Total No Corriente al 01/03/2016
			indeter minado	hasta un Mes	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Ch\$	6,67%	-	-	101	-	101	-	-	-	-	-	-
Total			-	-	101	-	101	-	-	-	-	-	-



2. 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	30-09-2016								
								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
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	1	-	1	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa 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 Generacion Chile S.A. (ex - Endesa 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 Generacion Chile S.A. (ex - Endesa 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 Generacion Chile S.A. (ex - Endesa 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 Generacion Chile S.A. (ex - Endesa 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 Generacion Chile S.A. (ex - Endesa 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 Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	E.E.U.U.	US\$	1,75%	22.857	68.569	91.426	91.426	91.426	6.206.449	-	-	6.389.301
Totales								365.701	1.097.102	1.462.803	1.462.803	1.462.803	99.303.186	-	-	102.228.792

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	01-03-2016								
								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
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.(ex - Chilectra S.A.)	Chile	97.006.000-6	Banco de Crédito e Inversiones	Chile	Ch\$	6,67%	95	-	95	-	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.(ex - Chilectra S.A.)	Chile	Extranjero	Banco Bilbao Vizcaya Argentina, S.A.	E.E.U.U.	Ch\$	6,67%	1	-	1	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	97.006.000-6	Banco de Crédito e Inversiones	Chile	Ch\$	6,67%	2	-	2	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,67%	3	-	3	-	-	-	-	-	-
Totales								101	-	101	-	-	-	-	-	-

b) Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente					No Corriente					
			Vencimiento				Total Corriente al 30/09/2016 M\$	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2016 M\$
			indeter minado M\$	hasta un Mes 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\$	6,14%	-	-	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
Chile	U.F.	8,16%	-	-	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
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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente					No Corriente					
			Vencimiento				Total Corriente al 01/03/2016 M\$	Vencimiento					Total No Corriente al 01/03/2016 M\$
			indeter minado M\$	hasta un Mes 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\$	7,42%	-	-	7.735.048	23.205.146	30.940.194	30.940.194	30.940.194	30.940.194	30.940.194	690.616.010	814.376.786
Chile	U.F.	7,95%	-	-	8.713.742	20.599.770	29.313.512	28.837.768	28.362.023	50.559.505	48.451.640	337.231.754	493.442.690
Total			-	-	16.448.790	43.804.916	60.253.706	59.777.962	59.302.217	81.499.699	79.391.834	1.027.847.764	1.307.819.476



2. Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	30 de septiembre de 2016								
								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
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,88%	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
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,33%	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
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,13%	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
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,25%	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
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	6,20%	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
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,75%	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
Totales								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

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	01 de marzo de 2016								
								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
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	8,40%	3.040.776	9.122.328	12.163.104	12.163.103	12.163.103	12.163.103	12.163.103	215.735.016	264.387.428
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,78%	964.949	2.894.848	3.859.797	3.859.798	3.859.798	3.859.798	3.859.798	98.612.411	114.051.603
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,68%	616.936	1.850.809	2.467.745	2.467.745	2.467.745	2.467.745	2.467.745	59.487.910	69.358.890
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,47%	3.112.387	9.337.161	12.449.548	12.449.548	12.449.548	12.449.548	12.449.548	316.780.673	366.578.865
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	9,86%	4.225.408	7.134.768	11.360.176	10.884.432	10.408.687	9.932.943	9.457.199	59.727.249	100.410.510
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	8,10%	4.488.334	13.465.002	17.953.336	17.953.336	17.953.336	40.626.562	38.994.441	277.504.505	393.032.180
Totales								16.448.790	43.804.916	60.253.706	59.777.962	59.302.217	81.499.699	79.391.834	1.027.847.764	1.307.819.476

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

1.Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	30 de septiembre de 2016								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	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
Totales								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

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	1 de marzo de 2016								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.)	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,73%	760.908	2.281.657	3.042.565	3.039.614	3.036.473	3.033.127	3.029.563	10.584.159	22.722.936
Totales								760.908	2.281.657	3.042.565	3.039.614	3.036.473	3.033.127	3.029.563	10.584.159	22.722.936



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

Este anexo forma parte integral de los estados financieros Consolidados de Enel Chile .
El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-09-2016 M\$	01-03-2016 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			10.059.528	8.532.600
	Dólares	Peso chileno	4.707.302	3.682.893
	Peso Argentino	Pesos chileno	5.352.226	4.849.707
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes			36.670.978	62.681.758
	Dólares	Pesos chileno	36.670.978	62.681.758
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			28.233.129	24.360.581
	Dólares	Peso chileno	28.233.129	24.360.581
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			74.963.635	95.574.939
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente			14.603.853	-
		Dólares	14.603.853	-
TOTAL ACTIVOS			89.567.488	95.574.939



			30-09-2016								
			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
Moneda extranjera	Moneda funcional	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$			
PASIVOS											
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		8.329.924	24.987.828	33.317.752	33.312.371	33.306.641	131.140.922	31.831.237	647.369.915	876.961.086
	Dólares	Pesos chileno	8.329.924	24.987.828	33.317.752	33.312.371	33.306.641	131.140.922	31.831.237	647.369.915	876.961.086
TOTAL PASIVOS			8.329.924	24.987.828	33.317.752	33.312.371	33.306.641	131.140.922	31.831.237	647.369.915	876.961.086

			01-03-2016								
			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					
			Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total
			M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	no Corriente
	Moneda extranjera	Moneda funcional									
PASIVOS											
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		8.495.956	25.486.803	33.982.759	33.979.808	33.976.667	33.973.321	33.969.757	701.200.169	837.099.722
	Dólares	Pesos chileno	8.495.956	25.486.803	33.982.759	33.979.808	33.976.667	33.973.321	33.969.757	701.200.169	837.099.722
TOTAL PASIVOS			8.495.956	50.973.606	76.461.474	67.959.616	67.953.334	67.946.642	67.939.514	1.402.400.338	1.674.199.444



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

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	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 por cobrar bruto	308.476.947	32.131.196	10.882.874	4.244.949	1.585.186	2.544.056	1.059.938	1.682.481	934.486	107.528.122	471.070.235	2.643.164
Provisión de deterioro	(249.853)	(224.859)	(172.444)	(150.427)	(143.017)	(132.942)	(115.856)	(753.228)	(109.987)	(29.980.417)	(32.033.030)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	69.300.093	-	-	-	-	-	-	-	-	8.089.539	77.389.632	16.418.838
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.089.539)	(8.089.539)	-
Total	377.527.187	31.906.337	10.710.430	4.094.522	1.442.169	2.411.114	944.082	929.253	824.499	77.547.705	508.337.298	19.062.002

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al											
	01-03-2016											
	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 por cobrar bruto	337.908.204	34.383.913	14.598.644	2.734.319	2.252.342	2.883.522	2.168.166	1.443.099	997.128	109.969.028	509.338.365	3.131.302
Provisión de deterioro	(200.898)	(240.905)	(228.765)	(136.387)	(117.416)	(157.109)	(100.853)	(712.740)	(87.660)	(26.568.903)	(28.551.636)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	102.618.826	-	-	-	-	-	-	-	-	8.162.822	110.781.648	11.419.478
Provisión de deterioro	(131.919)	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.162.822)	(8.294.741)	-
Total	440.194.213	34.143.008	14.369.879	2.597.932	2.134.926	2.726.413	2.067.313	730.359	909.468	83.400.125	583.273.636	14.550.780



- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al						Saldo al					
	30-09-2016						01-03-2016					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	1.216.595	303.816.547	65.758	7.303.564	1.282.353	311.120.111	1.210.321	335.291.823	52.166	5.747.683	1.262.487	341.039.506
Entre 1 y 30 días	358.605	27.807.813	23.052	4.323.383	381.657	32.131.196	436.788	30.904.488	25.066	3.479.425	461.854	34.383.913
Entre 31 y 60 días	81.570	9.579.249	7.241	1.303.625	88.811	10.882.874	107.445	11.776.834	8.583	2.821.810	116.028	14.598.644
Entre 61 y 90 días	11.901	3.422.645	1.785	822.304	13.686	4.244.949	14.962	2.320.091	1.802	414.228	16.764	2.734.319
Entre 91 y 120 días	5.247	993.572	920	591.614	6.167	1.585.186	7.730	1.998.462	936	253.880	8.666	2.252.342
Entre 121 y 150 días	3.578	2.321.583	684	222.473	4.262	2.544.056	5.717	2.672.392	574	211.130	6.291	2.883.522
Entre 151 y 180 días	2.759	749.648	381	310.290	3.140	1.059.938	4.344	2.055.201	324	112.965	4.668	2.168.166
Entre 181 y 210 días	17.534	1.597.385	232	85.096	17.766	1.682.481	17.487	1.369.868	219	73.231	17.706	1.443.099
Entre 211 y 250 días	1.887	842.931	227	91.555	2.114	934.486	3.312	916.217	226	80.911	3.538	997.128
Superior a 251 días	110.069	103.440.278	3.122	4.087.844	113.191	107.528.122	10.329	107.491.058	591	2.477.970	10.920	109.969.028
Total	1.809.745	454.571.651	103.402	19.141.748	1.913.147	473.713.399	1.818.435	496.796.434	90.487	15.673.233	1.908.922	512.469.667

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	30-09-2016		01-03-2016	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	1.993	383.791	2.013	267.573
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	4.061	7.969.151	3.923	7.093.235
Total	6.054	8.352.942	5.936	7.360.808

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

c) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30-09-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	4.704.961	6.309.850
Provisión cartera repactada	(608.082)	(5.340.962)
Total	4.096.879	968.888

d) Número y monto de operaciones.

Numero y monto operaciones	Saldo al			
	30-09-2016		01-03-2016	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	14.406	1.938.677	21.347	1.907.910
Monto de las operaciones	1.837.356	4.096.879	1.711.656	968.888



ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Deudores comerciales							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 por cobrar Generación y transmisión	200.795.910	1.235.500	756.178	94.571	306.925	698.442	217.720	379.559	145.760	1.959.143	60.217.949	266.807.657	28.256
-Grandes Clientes	200.779.902	1.235.500	756.178	94.571	306.925	698.442	217.720	379.559	145.760	1.959.143	60.217.949	266.791.649	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	16.008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.008	28.256
Provisión Deterioro	(55.494)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.474.643)	-	(1.530.137)	-
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	1.587.585	35.855.307	110.997.405	28.256
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	107.681.037	30.895.696	10.126.696	4.150.378	1.278.261	1.845.614	842.218	1.302.922	788.726	2.761.686	42.589.344	204.262.578	2.614.908
-Clientes Masivos	79.148.738	22.782.539	7.956.138	1.605.173	859.746	630.655	440.807	704.766	314.675	1.156.855	22.655.464	138.255.556	2.125.710
-Grandes Clientes	25.646.050	6.492.138	1.831.504	988.839	901	68.333	26.355	242.934	415.918	996.099	10.532.818	47.241.889	54.661
-Clientes Institucionales	2.886.249	1.621.019	339.054	1.556.366	417.614	1.146.626	375.056	355.222	58.133	608.732	9.401.062	18.765.133	434.537
Provisión Deterioro	(194.359)	(224.859)	(172.444)	(150.427)	(143.017)	(132.942)	(115.856)	(753.228)	(109.987)	(602.797)	(27.902.977)	(30.502.893)	-
Servicios no facturados	62.669.515	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	62.669.515	149.508
Servicios facturados	45.011.522	30.895.696	10.126.696	4.150.378	1.278.261	1.845.614	842.218	1.302.922	788.726	2.761.686	42.589.344	141.593.063	2.465.400
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	308.476.947	32.131.196	10.882.874	4.244.949	1.585.186	2.544.056	1.059.938	1.682.481	934.486	4.720.829	102.807.293	471.070.235	2.643.164
Total Provisión Deterioro	(249.853)	(224.859)	(172.444)	(150.427)	(143.017)	(132.942)	(115.856)	(753.228)	(109.987)	(2.077.440)	(27.902.977)	(32.033.030)	-
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	308.227.094	31.906.337	10.710.430	4.094.522	1.442.169	2.411.114	944.082	929.253	824.499	2.643.389	74.904.316	439.037.205	2.643.164



Deudores comerciales							Saldo al 01-03-2016						
	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 por cobrar Generación y transmisión	198.921.951	100.425	192.910	200.999	175	11.659	175	345	2	1.880.652	62.681.758	263.991.051	29.242
-Grandes Clientes	198.906.388	100.425	192.910	200.999	175	11.659	175	345	2	1.880.652	62.681.758	263.975.488	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	15.563	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.563	29.242
Provisión Deterioro	(55.494)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.493.698)	-	(1.549.192)	-
Servicios no facturados	140.924.428	-	-	-	-	-	-	-	-	390.612	-	141.315.040	-
Servicios facturados	57.997.522	100.425	192.910	200.999	175	11.659	175	345	2	1.490.040	62.681.758	122.676.010	29.242
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	138.986.253	34.283.488	14.405.734	2.533.320	2.252.167	2.871.863	2.167.991	1.442.754	997.126	45.406.618	-	245.347.314	3.102.060
-Clientes Masivos	112.142.185	24.413.913	9.116.008	1.502.443	739.664	562.527	338.903	700.991	239.222	19.537.967	-	169.293.823	2.400.923
-Grandes Clientes	25.725.150	8.438.301	3.266.323	681.137	336.747	1.117.152	36.850	98.340	45.797	13.673.554	-	53.419.351	44.269
-Clientes Institucionales	1.118.918	1.431.274	2.023.403	349.740	1.175.756	1.192.184	1.792.238	643.423	712.107	12.195.097	-	22.634.140	656.868
Provisión Deterioro	(145.404)	(240.905)	(228.765)	(136.387)	(117.416)	(157.109)	(100.853)	(712.740)	(87.660)	(25.075.205)	-	(27.002.444)	-
Servicios no facturados	97.651.950	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97.651.950	141.863
Servicios facturados	41.334.303	34.283.488	14.405.734	2.533.320	2.252.167	2.871.863	2.167.991	1.442.754	997.126	45.406.618	-	147.695.364	2.960.197
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	337.908.204	34.383.913	14.598.644	2.734.319	2.252.342	2.883.522	2.168.166	1.443.099	997.128	47.287.270	62.681.758	509.338.365	3.131.302
Total Provisión Deterioro	(200.898)	(240.905)	(228.765)	(136.387)	(117.416)	(157.109)	(100.853)	(712.740)	(87.660)	(26.568.903)	-	(28.551.636)	-
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	337.707.306	34.143.008	14.369.879	2.597.932	2.134.926	2.726.413	2.067.313	730.359	909.468	20.718.367	62.681.758	480.786.729	3.131.302

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas entidades consolidadas de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las entidades consolidadas utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales



- 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\$	Total cartera bruta no Corriente 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	62.177.093	266.807.658	28.256
-Grandes Clientes	200.779.902	1.235.500	756.178	94.571	306.925	698.442	217.720	379.559	145.760	62.177.093	266.791.650	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	16.008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.008	28.256
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	102.329.284	26.572.313	8.823.071	3.328.074	686.647	1.623.141	531.928	1.217.826	697.171	41.263.185	187.072.640	663.097
-Clientes Masivos	74.921.353	19.313.716	6.659.532	1.181.812	565.334	409.411	287.771	619.670	223.120	20.189.638	124.371.357	608.436
-Grandes Clientes	24.994.552	6.439.217	1.824.748	988.839	901	68.333	26.355	242.934	415.918	11.528.917	46.530.714	54.661
-Clientes Institucionales	2.413.379	819.380	338.791	1.157.423	120.412	1.145.397	217.802	355.222	58.133	9.544.630	16.170.569	-
Cartera repactada	5.351.753	4.323.383	1.303.625	822.304	591.614	222.473	310.290	85.096	91.555	4.087.844	17.189.937	1.951.811
-Clientes Masivos	4.227.386	3.468.823	1.296.606	423.362	294.411	221.245	153.036	85.096	91.555	3.622.680	13.884.200	1.517.274
-Grandes Clientes	651.497	52.920	6.756	-	-	-	-	-	-	-	711.173	-
-Clientes Institucionales	472.870	801.640	263	398.942	297.203	1.228	157.254	-	-	465.164	2.594.564	434.537
Total cartera bruta	308.476.947	32.131.196	10.882.874	4.244.949	1.585.186	2.544.056	1.059.938	1.682.481	934.486	107.528.122	471.070.235	2.643.164



Tipos de cartera	Saldo al											
	01-03-2016											
	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\$	Total cartera bruta no Corriente M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	198.921.951	100.425	192.910	200.999	175	11.659	175	345	2	64.562.410	263.991.051	29.242
-Grandes Clientes	198.906.388	100.425	192.910	200.999	175	11.659	175	345	2	64.562.410	263.975.488	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	15.563	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.563	29.242
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	135.504.552	30.804.063	11.583.924	2.119.092	1.998.287	2.660.733	2.055.026	1.369.523	916.215	42.928.648	231.940.063	836.078
-Clientes Masivos	108.465.870	20.997.170	7.650.851	1.088.488	486.054	353.194	225.938	627.942	158.685	17.414.188	157.468.380	745.263
-Grandes Clientes	25.311.864	8.377.250	3.250.212	681.137	336.747	1.117.152	36.850	98.340	45.797	13.673.554	52.928.903	44.269
-Clientes Institucionales	1.726.818	1.429.643	682.861	349.467	1.175.486	1.190.387	1.792.238	643.241	711.733	11.840.906	21.542.780	46.546
Cartera repactada	3.481.701	3.479.425	2.821.810	414.228	253.880	211.130	112.965	73.231	80.911	2.477.970	13.407.251	2.265.982
-Clientes Masivos	3.676.315	3.416.743	1.465.157	413.955	253.611	209.333	112.965	73.048	80.537	2.123.778	11.825.442	1.655.660
-Grandes Clientes	413.286	61.052	16.111	-	-	-	-	-	-	-	490.449	-
-Clientes Institucionales	(607.900)	1.630	1.340.542	273	269	1.797	-	183	374	354.192	1.091.360	610.322
Total cartera bruta	337.908.204	34.383.913	14.598.644	2.734.319	2.252.342	2.883.522	2.168.166	1.443.099	997.128	109.969.028	509.338.365	3.131.302



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

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

BALANCE	30-09-2016		01-03-2016	
	Energía y Potencia M\$	Peajes M\$	Energía y Potencia M\$	Peajes M\$
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	853.987	36.206	944.619	274.468
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	151.288.189	22.464.944	190.577.507	25.960.883
Total Activo estimado	152.142.176	22.501.150	191.522.126	26.235.351
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9.734.030	221.106	4.310.314	178.145
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	94.260.178	32.424.273	111.909.151	37.301.171
Total Pasivo Estimado	103.994.208	32.645.379	116.219.465	37.479.316

RESULTADO	30-09-2016	
	Energía y Potencia M\$	Peajes M\$
Venta Energía	152.142.177	22.501.150
Compra de Energía	103.994.208	32.645.380



ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	30-09-2016				01-03-2016			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	102.030.980	63.809.765	165.840.745	-	112.649.835	79.684.647	192.334.482
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	33.063.832	-	33.063.832	-	34.880.277	-	34.880.277
Total	-	135.094.812	63.809.765	198.904.577	-	147.530.112	79.684.647	227.214.759

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	30-09-2016				01-03-2016			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 180 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 180 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-	-	-	-