



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

**correspondientes al periodo terminado
al 30 de Junio de 2018**

ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A. Y SOCIEDADES SUBSIDIARIAS

Miles de Pesos

El presente documento consta de:

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

INFORME DE REVISIÓN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

Razón Social Auditores Externos : RSM Chile Auditores Ltda.

RUT Auditores Externos : 76.073.255-9

**A los señores Accionistas y Directores de
Enel Distribución Chile S.A.:**

Hemos revisado los estados financieros consolidados intermedios de Enel Distribución Chile S.A. y afiliadas, que comprenden: el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2018; los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2018 y 2017; los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminado en esas fechas, y; sus correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados intermedios

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

Responsabilidad del auditor

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

Conclusión

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

Otros asuntos. Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2017

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 de Enel Distribución Chile S.A y afiliadas y en nuestro informe de fecha 27 de febrero de 2018, expresamos una opinión de auditoría sin modificaciones sobre los mismos. En tales estados financieros consolidados auditados a esa fecha, se incluye el estado de situación financiera consolidado que se presenta, para efectos comparativos, con los presentes estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.



David Molina C.
Socio
RUT: 8.722.846-0

RSM Chile Auditores Ltda.

Santiago, 26 de julio de 2018



ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A. Y SOCIEDADES SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado.
al 30 de junio de 2018 (No auditado) y 31 de diciembre de 2017.
(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	3.318.868	42.594.389
Otros Activos Financieros Corrientes	6-19	61.491	61.887
Otros Activos No Financieros, Corrientes		3.310.348	3.434.462
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	7-19	185.234.981	197.011.114
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	8-19	1.211.627	6.305.805
Inventarios	9	9.665.701	3.049.576
Activos por Impuestos Corrientes	10	4.825.369	8.920.835
Activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		207.628.385	261.378.068
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		207.628.385	261.378.068
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros Activos Financieros No Corrientes	6-19	25.582	26.806
Otros Activos No Financieros No Corrientes		691.751	959.679
Cuentas comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	7-19	34.510.449	34.272.234
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía	13	34.311.145	34.236.890
Plusvalía	14	2.240.478	2.240.478
Propiedades, Planta y Equipo, (Neto)	15	853.295.120	821.234.674
Activos por Impuestos Diferidos	16	650.183	662.819
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		925.724.708	893.633.580
TOTAL ACTIVOS		1.133.353.093	1.155.011.648



ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A. Y SOCIEDADES SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado.
al 30 de junio de 2018 (No auditado) y 31 de diciembre de 2017.
(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros Corrientes	17-19	-	14
Cuentas por pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar Corrientes	19-20	151.130.664	189.458.076
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas Corrientes	8-19	48.997.405	207.909.593
Pasivos por Impuestos Corrientes	10	22.145	94.246
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	11	12.517.608	11.225.942
Total de Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		212.667.822	408.687.871
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		212.667.822	408.687.871
PASIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	20	27.172	27.182
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8-19	121.000.000	-
Otras Provisiones No Corrientes	21	14.469.118	14.430.270
Pasivo por Impuestos Diferidos	16	20.141.535	18.786.185
Provisiones por Beneficios Post Empleo No Corrientes	22	28.602.798	28.412.505
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	23	306.333	309.776
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		184.546.956	61.965.918
TOTAL PASIVOS		397.214.778	470.653.789
PATRIMONIO			
Capital Emitido	24.1	230.137.980	230.137.980
Ganancias Acumuladas		819.865.146	769.928.442
Primas de Emisión		354.220	354.220
Otras Reservas	24.4	(314.223.890)	(316.067.547)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		736.133.456	684.353.095
Participaciones no controladoras	24.5	4.859	4.764
TOTAL PATRIMONIO		736.138.315	684.357.859
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		1.133.353.093	1.155.011.648



ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A. Y SOCIEDADES SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza.
Por los periodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 (No auditado).
(En miles de pesos)

		enero - junio		abril - junio	
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2018	2017	2018	2017
Ganancia (pérdida)		M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	604.161.583	658.289.477	301.663.557	340.746.941
Otros ingresos, por naturaleza	25	2.908.629	2.320.540	1.952.327	1.244.176
Total de Ingresos		607.070.212	660.610.017	303.615.884	341.991.117
Materias primas y consumibles utilizados	26	(472.455.724)	(523.896.637)	(238.230.468)	(271.830.480)
Margen de Contribución		134.614.488	136.713.380	65.385.416	70.160.637
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		3.165.219	3.640.549	1.711.699	1.535.557
Gastos por beneficios a los empleados	27	(16.430.001)	(21.990.603)	(8.797.438)	(7.934.653)
Gasto por depreciación y amortización	28	(18.423.650)	(17.565.100)	(9.087.560)	(9.163.423)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	(1.423.814)	(3.557.308)	(295.200)	(2.098.011)
Otros gastos, por naturaleza	29	(32.546.142)	(24.717.891)	(17.134.025)	(12.106.336)
Resultado de Explotación		68.956.100	72.523.027	31.782.892	40.393.771
Otras ganancias (pérdidas)		-	153.431	-	153.431
Ingresos financieros	30	5.801.951	5.949.693	2.728.416	3.045.254
Costos financieros	30	(3.434.388)	(2.789.834)	(1.740.421)	(1.678.159)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	-	1.032	-	886
Diferencias de cambio	30	113.551	(124.163)	59.312	(8.122)
Resultado por unidades de reajuste	30	794.957	194.149	260.731	155.459
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto		72.232.171	75.907.335	33.090.930	42.062.520
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	31	(19.211.708)	(17.970.529)	(8.264.440)	(8.266.997)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		53.020.463	57.936.806	24.826.490	33.795.523
GANANCIA (PÉRDIDA)		53.020.463	57.936.806	24.826.490	33.795.523
Ganancia (Pérdida) Atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		53.020.369	57.936.783	24.826.438	33.795.503
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		94	23	52	20
GANANCIA (PÉRDIDA)		53.020.463	57.936.806	24.826.490	33.795.523
Ganancias por acción					
Ganancias por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$/acción	46,08	50,35	21,57	29,37
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$/acción	46,08	50,35	21,57	29,37
Numero promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	1.150.742,16	1.150.742,16	1.150.742,16	1.150.742,16
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$/acción	46,08	50,35	21,57	29,37
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$/acción	46,08	50,35	21,57	29,37
Numero promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	1.150.742,16	1.150.742,16	1.150.742,16	1.150.742,16



ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A. Y SOCIEDADES SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de junio 2018 y 2017 (No auditado).

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2018 M\$	2017 M\$	2018 M\$	2017 M\$
Ganancia (Pérdida)		53.020.463	57.936.806	24.826.490	33.795.523
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos					
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	16	(1.197)	2.084	(1.805)	(728)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados	16	911.299	(799.409)	236.616	(295.237)
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo		910.102	(797.325)	234.811	(295.965)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		910.102	(797.325)	234.811	(295.965)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo					
Impuestos a las ganancias relacionados con planes de beneficios definidos		-	881.379	-	881.379
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo		-	881.379	-	881.379
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo					
Impuestos a las ganancias relacionados con coberturas de flujos de efectivo	16	933.224	-	466.612	(440.689)
Impuestos a las ganancias relacionados con activos financieros disponibles para la venta	16	331	(562)	498	197
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		933.555	(562)	467.110	(440.492)
Total Otro resultado integral		1.843.657	83.492	701.921	144.922
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		54.864.120	58.020.298	25.528.411	33.940.445
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		54.864.025	58.020.275	25.528.361	33.940.424
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		95	23	50	21
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		54.864.120	58.020.298	25.528.411	33.940.445



ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A. Y SOCIEDADES SUBSIDIARIAS

Estado de Cambios en el Patrimonio

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 (No auditado).

(En miles de pesos)

Estado de cambios en patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Cambios en Otras Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
			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	Total otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2018	230.137.980	354.220	3.508.344	11.554	(319.587.445)	(316.067.547)	769.928.442	684.353.095	4.764	684.357.859
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (*)	-	-	-	-	-	-	(3.083.664)	(3.083.664)	-	(3.083.664)
Saldo Inicial Reexpresado	230.137.980	354.220	3.508.344	11.554	(319.587.445)	(316.067.547)	766.844.778	681.269.431	4.764	681.274.195
Cambios en patrimonio										
Resultado Integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	53.020.368	53.020.368	95	53.020.463
Otro resultado integral	-	-	1.844.523	(866)	-	1.843.657	-	1.843.657	-	1.843.657
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	95	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	1.844.523	(866)	-	1.843.657	53.020.368	54.864.025	95	54.864.120
Saldo del ejercicio al 30/06/2018	230.137.980	354.220	5.352.867	10.688	(319.587.445)	(314.223.890)	819.865.146	736.133.456	4.859	736.138.315

(*) Ver Nota 2.2

Estado de cambios en patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Cambios en Otras Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
			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	Total otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2017	230.137.980	354.220	2.581.654	10.211	(319.587.445)	(316.995.580)	794.856.204	708.352.824	4.679	708.357.503
Cambios en patrimonio										
Resultado Integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	57.936.783	57.936.783	23	57.936.806
Otro resultado integral	-	-	81.970	1.522	-	83.492	-	83.492	-	83.492
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(99.049.449)	(99.049.449)	-	(99.049.449)
Total de cambios en patrimonio	-	-	81.970	1.522	-	83.492	(41.112.666)	(41.029.174)	23	(41.029.151)
Saldo del ejercicio al 30/06/2017	230.137.980	354.220	2.663.624	11.733	(319.587.445)	(316.912.088)	753.743.538	667.323.650	4.702	667.328.352



ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A. Y SOCIEDADES SUBSIDIARIAS

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados, Directo

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 (No auditado).

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	Junio 2018 M\$	Junio 2017 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		751.457.067	762.581.609
Otros cobros por actividades de operación		1.426.663	524.436
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(675.655.890)	(646.064.144)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(17.937.482)	(24.901.928)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(765.555)	(824.258)
Otros pagos por actividades de operación		(7.947.423)	(14.990.320)
Intereses recibidos		-	-
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(11.510.177)	(22.802.985)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(2.252.539)	(1.667.941)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		36.814.664	51.854.469
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(639.071)	(1.099)
Compras de propiedades, planta y equipo		(53.238.808)	(43.056.557)
Cobros a entidades relacionadas		639.071	2.198
Dividendos recibidos		-	15.546
Intereses recibidos		451.851	577.036
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(52.786.957)	(42.462.876)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		157.366.408	219.209.327
Pagos de préstamos		-	(88)
Pagos de préstamos de entidades relacionadas		(147.169.845)	(106.415.585)
Dividendos pagados		(31.131.472)	(141.739.020)
Intereses pagados		(2.379.976)	(536.959)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(9)	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de		(23.314.894)	(29.482.325)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(39.287.187)	(20.090.732)
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		11.666	(18.104)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(39.275.521)	(20.108.836)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		42.594.389	23.378.614
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	3.318.868	3.269.778



**ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A Y SOCIEDADES SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

<u>Índice</u>	<u>Páginas</u>
1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO	10
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS	10
2.1 Principios contables.....	10
a) Las siguientes nuevas Normas, Enmiendas e Interpretaciones han sido adoptadas en estos estados financieros consolidados intermedios:.....	11
2.2 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	18
2.3 Sociedades Subsidiarias	19
2.3.1 Variaciones del perímetro de consolidación	19
2.4 Entidades asociadas	19
2.5 Principios de consolidación y combinaciones de negocios	20
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	20
a.) Propiedades, planta y equipo	20
b.) Plusvalía	21
c.) Activos intangibles distintos de la plusvalía	22
c.1) Costos de investigación y desarrollo	22
c.2) Otros activos intangibles	22
d.) Deterioro del valor de los activos no financieros	22
e.) Arrendamientos	23
f.) Instrumentos financieros.....	23
f.1) Activos financieros no derivados	24
f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	25
f.3) Deterioro de valor de los activos financieros.....	25
f.4) Pasivos financieros excepto derivados	25
f.5) Derivados y operaciones de cobertura	25
f.6) Baja de activos y pasivos financieros	27
f.7) Compensación de activos y pasivos financieros	27
g.) Medición del valor razonable	27
h.) Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	28
i.) Inventarios.....	29
j.) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas	29
k.) Provisiones.....	30
k.1.) Provisiones por obligaciones post empleo y otros similares	30
l.) Conversión de saldos en moneda extranjera	31
m.) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	31
n.) Impuesto a las ganancias	31
o.) Reconocimiento de ingresos y gastos	32
p.) Ganancia (pérdida) por acción.....	33
q.) Dividendos	33
r.) Estado de flujos de efectivo.....	34
4. REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO	34
5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	42
6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	43
7. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES	43
8. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	45
8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas	46
8.2 Directorio y Gerencia del Grupo	47
8.3 Retribución de Gerencia del Grupo.....	49
9. INVENTARIOS	50
10. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES	50
11. OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES	51
12. INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL METODO DE LA PARTICIPACION	52
13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	53
14. PLUSVALÍA	54
15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	55
16. IMPUESTOS DIFERIDOS	57
17. OTROS PASIVOS FINANCIEROS	59
17.1 Deuda de cobertura.....	59
18. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	60
18.1 Riesgo de Tasa de interés.....	60
18.2 Riesgo de tipo de cambio.....	60



18.3	Riesgo de liquidez	60
18.4	Riesgo de crédito	61
18.5	Medición del riesgo	61
19.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS	61
19.1	Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría	61
19.2	Jerarquías del Valor Razonable	62
20.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTE	62
21.	PROVISIONES	63
22.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO	64
22.1	Aspectos Generales:	64
22.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	64
22.3	Otras revelaciones	65
23.	OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS NO CORRIENTES	66
24.	PATRIMONIO	66
24.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	66
24.1.1	Capital suscrito y pagado y número de acciones	66
24.1.2	Dividendos	66
24.2	Restricciones a la disposición de fondos de las Subsidiarias	67
24.3	Gestión del capital	67
24.4	Otras Reservas	67
24.5	Participaciones no controladoras	68
25.	INGRESOS	69
26.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	69
27.	GASTOS DE PERSONAL	69
28.	DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO	70
29.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA	70
30.	RESULTADO FINANCIERO	71
31.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS	72
32.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO	72
33.	GARANTÍAS OBTENIDAS DE TERCEROS Y OTROS COMPROMISOS	72
33.1	Litigios y arbitrajes	73
a.1)	Juicios de Enel Distribución Chile S.A. y Subsidiarias	73
	Hay los siguientes juicios pendientes y relevantes de Enel Distribución Chile S.A.	73
34.	DOTACION	76
35.	SANCIONES	76
36.	MEDIO AMBIENTE	78
37.	ESTADOS FINANCIEROS DE LAS PRINCIPALES SUBSIDIARIAS	79
38.	HECHOS POSTERIORES	79
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A.:	80
	ANEXO N°3 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012:	81
a)	Estratificación de la cartera	81
b)	Cartera protestada y en cobranza judicial	81
c)	Provisión y castigo	82
c.1)	Número y monto de operaciones	82
	ANEXO N°4 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA	83
	ANEXO N°5 DEUDORES COMERCIALES	85
	ANEXO N°6 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES	87
	ANEXO N°7 INFORMACION ADICIONAL REQUERIDA POR LA COMISION PARA EL MERCADO FINANCIERO DE CHILE	88



ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A. Y SOCIEDADES SUBSIDIARIAS
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTE AL PERIODO
TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2018
(En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

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

Enel Distribución Chile S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Piso 8, Santiago de Chile. La existencia de la compañía bajo su actual nombre, Enel Distribución Chile S.A., data del 4 de octubre de 2016, cuando se modificó su razón social mediante reforma de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que llevó a cabo el Grupo. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (“CMF”), anteriormente Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 0931.

Enel Distribución Chile es subsidiaria de Enel Chile S.A., entidad que es controlada por Enel S.p.A. (en adelante, Enel).

La dotación del Grupo alcanzó los 684 trabajadores al 30 de junio de 2018. En promedio la dotación que el grupo tuvo durante el periodo de 2018 fue de 674 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica (ver Nota N°34).

Enel Distribución Chile tiene como objeto social explotar en el país o en el extranjero, la distribución y venta de energía eléctrica, hidráulica, térmica, calórica o de cualquier naturaleza, así como la distribución, transporte y venta de combustibles de cualquier clase; suministrando dicha energía o combustibles al mayor número de consumidores en forma directa o por intermedio de otras empresas. Realizar en forma directa o a través de otras empresas, la compra, venta, importación, exportación, elaboración o producción, comercialización y distribución, por cuenta propia o ajena, de toda clase de mercaderías que digan relación con la energía, el hogar, deportes, esparcimiento o la computación.

El negocio de distribución eléctrica en que opera Enel Distribución Chile, se rige bajo el contrato de concesión que indica estrictamente la zona en que prestará servicios de suministro de energía, dicha zona de concesión de Enel Distribución Chile es de 2.105 km², que abarca 33 comunas de la Región Metropolitana que incluyen las zonas de nuestras subsidiarias Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda. Y Empresa de Transmisión Chena S.A. Su área de servicio está principalmente definida como área densamente poblada bajo las regulaciones tarifarias chilenas.

Los estados financieros consolidados de Enel Distribución Chile correspondientes al ejercicio 2017 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 27 de febrero de 2018 y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 24 de abril de 2018, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Distribución Chile al 30 de junio de 2018, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 de julio de 2018, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Distribución Chile y subsidiarias al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, y los resultados de las



operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 y sus correspondientes notas. Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en un estado financiero anual.

Estos estados financieros consolidados intermedios se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional de la Sociedad Matriz y de presentación del Grupo.

Nuevos pronunciamientos contables

- a) Las siguientes nuevas Normas, Enmiendas e Interpretaciones han sido adoptadas en estos estados financieros consolidados intermedios:

Nuevas NIIFs	Aplicación obligatoria para periodos anuales iniciados a partir del:
NIIF 9: Instrumentos Financieros	1 de enero de 2018.
NIIF 15: Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes	1 de enero de 2018.
Nuevas Interpretaciones	
CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas	1 de enero de 2018.
Enmiendas	
Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones	1 de enero de 2018.
Enmienda a NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión	1 de enero de 2018.
Mejoras a las NIIF: Ciclo 2014-2016 (NIIF 1, NIIF 28)	1 de enero de 2018.

A continuación se detalla un resumen de la aplicación de las nuevas normas contables, interpretaciones y enmiendas aplicables a contar de 2018:

• NIIF 9 “Instrumentos Financieros”

La NIIF 9 entró en vigor a contar del 1 de enero de 2018, en reemplazo de la NIC 39, y su aplicación no ha generado impactos significativos en los estados financieros consolidados intermedios de Enel Distribución Chile S.A. El Grupo llevó cabo una evaluación detallada de los tres aspectos de la norma y de su impacto en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo, el cual se resume como sigue:

(i) Clasificación y medición

La NIIF 9 introdujo un nuevo enfoque de clasificación para los *activos financieros*, basado en dos conceptos: las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero y el modelo de negocio de la



compañía. Bajo este nuevo enfoque se sustituyeron las cuatro categorías de clasificación de la NIC 39 por las tres categorías siguientes:

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

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

No obstante, la norma introdujo nuevas disposiciones para los pasivos designados a valor razonable con cambios en resultados, en virtud de las cuales, en ciertas circunstancias, los cambios en el valor razonable relacionados con la variación del “riesgo de crédito propio” se reconocerán en otro resultado integral.

Con base en la evaluación realizada, el Grupo ha determinado que los nuevos requerimientos de clasificación no tienen un impacto sobre la contabilización de sus activos financieros. Los préstamos y cuentas por cobrar se mantienen para obtener los flujos de efectivo contractuales que representan únicamente pago de principal e intereses, por lo tanto, cumplen los criterios para ser medidos a costo amortizado bajo NIIF 9. Las inversiones en instrumentos de patrimonio clasificadas como disponibles para la venta continuarán midiéndose a valor razonable con cambios en otro resultado integral, exceptuando aquellas para las cuales el costo representa la mejor estimación del valor razonable.

(ii) Deterioro del valor

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

El nuevo modelo de deterioro se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio. Las provisiones por deterioro se miden en base a:

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

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

Al 1 de enero de 2018, producto de la aplicación del nuevo modelo de deterioro de valor, el Grupo reconoció un cargo en sus resultados acumulados, neto de impuestos, por M\$3.083.664.

(iii) Contabilidad de cobertura

La NIIF 9 introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios. El nuevo enfoque permite reflejar mejor las actividades de gestión de riesgos en los estados financieros, permitiendo que más elementos sean elegibles como elementos cubiertos: componente de riesgo de



partidas no financieras, posiciones netas y exposiciones agregadas (es decir, una combinación de una exposición no derivada y un derivado).

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

La NIIF 9 eliminó el requisito cuantitativo de las pruebas de efectividad contemplado en NIC 39, en virtud del cual los resultados debían estar dentro del rango 80%-125%, permitiendo que la evaluación de la eficacia se alinee con la gestión del riesgo a través de la demostración de la existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, y brinda la posibilidad de reequilibrar la relación de cobertura si el objetivo de gestión de riesgos permanece sin cambios. No obstante, debe seguir valorándose y reconociéndose en resultados la ineficacia retrospectiva.

Al aplicar por primera vez la NIIF 9, el Grupo podía elegir como política contable seguir aplicando los requisitos de contabilidad de cobertura de la NIC 39, en lugar de los requisitos de la NIIF 9, hasta el momento en que se publique y adopte la normativa relativa a “macro-coberturas”. El Grupo escogió aplicar los nuevos requerimientos de la NIIF 9 en la fecha de su adopción, esto es, 1 de enero de 2018.

Al 1 de enero de 2018, la aplicación del nuevo modelo de contabilidad de coberturas no ha tenido impacto en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

La NIIF 15 aplica a todos los contratos con clientes, con algunas excepciones (contratos de arrendamiento y seguros, instrumentos financieros, e intercambios no monetarios.), y reemplazó a contar del 1 de enero de 2018 a todas las normas que anteriormente estaban relacionadas con el reconocimiento de ingresos:

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

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

La NIIF 15 requiere revelaciones más detalladas que las normas anteriores actuales con el fin de proporcionar información más completa sobre la naturaleza, importe, calendario y certidumbre de los ingresos y flujos de efectivo derivados de los contratos con clientes.

El Grupo llevó a cabo un proyecto de implementación, para identificar y medir los posibles impactos de la aplicación de la NIIF 15 en sus estados financieros consolidados. Este proyecto involucró la identificación de todos los flujos de ingresos de actividades ordinarias de Enel Distribución y sus subsidiarias, conocimiento de las prácticas tradicionales del negocio, una evaluación exhaustiva de cada tipología de contratos con clientes y la determinación de la metodología de registro de estos ingresos bajo las normas vigentes. La evaluación se desarrolló con especial atención en aquellos contratos que presentan aspectos claves de la NIIF 15 y características particulares de interés del Grupo, tales como: identificación de las obligaciones contractuales; contratos con múltiples obligaciones y oportunidad del reconocimiento; contratos con contraprestación variable; componente de financiación significativo, análisis de principal versus agente; existencia de garantías de tipo servicio; y capitalización de los costos de obtener y cumplir con un contrato.

El Grupo posee participación directa e indirecta en los negocios de Generación y Transmisión, y Distribución de energía eléctrica. Con base en la naturaleza de los bienes y servicios ofrecidos y las características de los flujos de ingresos señaladas, el Grupo no identificó impactos en los estados financieros consolidados de Grupo en el momento de la aplicación inicial de NIIF 15, es decir, al 1 de enero de 2018.



- Venta y transporte de electricidad: la principal fuente de ingresos ordinarios de Enel Distribución Chile está relacionada con la venta de una serie de bienes o servicios cuyo control se transfiere a lo largo del tiempo, dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía. De acuerdo a los criterios establecidos por NIIF 15, el Grupo continuará reconociendo estos ingresos a lo largo del tiempo en lugar de hacerlo en un determinado momento.
- Contratos de construcción: los ingresos por trabajos en progreso se reconocen a lo largo del tiempo en función de su grado de avance. La compañía concluyó que de acuerdo a NIIF 15, estos contratos cumplen los criterios para ser considerados obligaciones de desempeño que se satisfacen a lo largo del tiempo, ya que el cliente controla el activo a medida que se crea o mejora, por lo tanto la norma no modificará el calendario o la cantidad de ingresos reconocidos en virtud de estos acuerdos.
- Venta de otros bienes y servicios: principalmente venta de bienes y servicios complementarios al negocio eléctrico, cuyo control es transferido al cliente en un determinado momento. El ingreso es reconocido en el momento en que el control del bien o servicio es transferido al cliente, es decir cuando el cliente obtiene sustancialmente todos los beneficios del activo y la capacidad para dirigir su uso. La aplicación de la norma no modificará el calendario o la cantidad de ingresos reconocidos en virtud de estos acuerdos.

El Grupo implementó cambios en los sistemas, controles, políticas y procedimientos, para cumplir con los nuevos requerimientos exigidos por NIIF 15, tanto de registro contable como de revelación.

• CINIIF 22 “Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas”

Esta interpretación aborda la forma de determinar la fecha de transacción a efectos de establecer el tipo de cambio a utilizar en transacciones en moneda extranjera, cuando la contraprestación se paga o se recibe antes de reconocer los ingresos, gastos o activos relacionados. A estos efectos, la fecha de la transacción es la fecha en que una entidad reconoce inicialmente el activo o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada.

La CINIIF 22 ha sido aplicada por el Grupo a contar de 2018 y no ha generado impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

Enmienda a NIIF 2 “Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones.

Las modificaciones que fueron desarrolladas a través del Comité de Interpretaciones de NIIF entregan requerimientos sobre la contabilización para:

- a) Los efectos de las condiciones de irrevocabilidad y de no irrevocabilidad sobre la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo;
- b) Las transacciones con pagos basados en acciones, con una cláusula de liquidación neta para obligaciones de retención de impuestos;
- c) Una modificación en los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia la clasificación de la transacción desde liquidada en efectivo hacia liquidada con instrumentos de patrimonio.

El 20 de junio de 2016, se emitió esta modificación que requiere aplicación para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2018. Se permitía la adopción anticipada.

La enmienda a NIIF 2 ha sido aplicada por el Grupo a contar de 2018 y no ha generado impactos en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo.

Enmienda a NIC 40 “Transferencia de Propiedades de Inversión”

Las enmiendas aclaran cuando una entidad debe reclasificar bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo en propiedades de inversión, indicando que la reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso del bien. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio en el uso. Las enmiendas deberán aplicarse de forma prospectiva.



La enmienda a NIC 40 ha sido aplicada por el Grupo a contar de 2018 y no ha generado impactos en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo.

Ciclo de Mejoras Anuales “2014-2016 NIIF1 y NIC28”

NIIF 1: Elimina las exenciones transitorias de corto plazo incluidas en el Apéndice E (E3 – E7 de NIIF 1), porque ya han cumplido su propósito.

NIC 28: Inversiones en Asociadas: Una Organización de capital de riesgo u otra entidad calificada puede elegir en el reconocimiento inicial medir sus inversiones en una asociada o negocio conjunto a valor razonable con cambios en resultados. Esta elección puede hacerse sobre una base de inversión por inversión.

Si una entidad que no es en sí misma una entidad de inversión tiene un interés en una asociada o negocio conjunto que sea una entidad de inversión, puede optar por mantener la medición a valor razonable aplicada su asociada o negocio conjunto. Esta elección puede hacerse en forma separada para cada entidad de inversión asociada o negocio conjunto.

Las modificaciones son efectivas a partir de los períodos anuales que comienzan el, o después del, 1 de enero de 2018. La modificación de NIC 28 se aplica retrospectivamente. Se permitía la aplicación anticipada de la modificación de NIC 28.

Las mejoras anuales 2014 – 2016 han sido aplicadas por el Grupo a contar de 2018 y no ha generado impactos en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2019 y siguientes:

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

Nuevas Normas	Aplicación obligatoria para periodos anuales iniciados a partir del:
NIIF 16: Arrendamientos	1 de enero de 2019.
Nueva Interpretación	
CINIIF 23: Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias.	1 de enero de 2019
Enmiendas	
Enmienda a NIIF 9: Características de cancelación anticipada con compensación negativa	1 de enero de 2019
Enmienda NIC 28: Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos	1 de enero de 2019
Mejoras a las NIIF: Ciclo 2015-2017 (NIIF 3, NIIF 11, NIIF 12 y NIC 23)	1 de enero de 2019
Enmienda a NIC 19: Beneficios a los Empleados, modificación reducción o liquidación de un plan	1 de enero de 2019
Mejoras al Marco Conceptual: Revisado (NIIF 2, NIIF 3, NIIF 6, NIIF 14, NIC 1, NIC 8, NIC 34, NIC 37, IAS 38, CINIIF 12, CINIIF 19, CINIIF 20, CINIIF 22, y SIC-32)	1 de enero de 2019
NIIF 10 y NIC 28: Estados Financieros Consolidados – Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Por determinar



• NIIF 16 “Arrendamientos”

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

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

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

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

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

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

• CINIIF 23 “Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias”

En junio de 2017, el IASB emitió esta interpretación para aclarar la aplicación de los criterios de reconocimiento y medición de la NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos a aplicar. La interpretación aborda los siguientes temas: aplicación conjunta o independiente de los tratamientos tributarios; los supuestos a realizar sobre la revisión de los tratamientos impositivos por las autoridades fiscales; cómo determinar la ganancia (pérdida) tributaria, las bases imponibles, pérdidas tributarias no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas impositivas; y cómo considerar los cambios en hechos y circunstancias.

La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la CINIIF 23 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

Enmienda a NIIF 9, Instrumentos Financieros: Cláusulas de prepago con compensación negativa.

El 12 de octubre de 2017, se emitió esta modificación que cambia los requerimientos existentes en NIIF 9 relacionados con los derechos de término para permitir la medición a costo amortizado (o, dependiendo del modelo de negocios, a valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales), incluso en el caso de pagos negativos de compensación.



Bajo la NIIF 9 un instrumento de deuda se puede medir al costo amortizado o a valor razonable a través de otro resultado integral, siempre que los flujos de efectivo contractuales sean únicamente pagos de principal e intereses sobre el capital principal pendiente y el instrumento se lleva a cabo dentro del modelo de negocio para esa clasificación. Las enmiendas a la NIIF 9 pretenden aclarar que un activo financiero cumple el criterio de “solo pagos de principal más intereses” independientemente del evento o circunstancia que causa la terminación anticipada del contrato o de qué parte paga o recibe la compensación razonable por la terminación anticipada del contrato.

Las enmiendas a la NIIF 9 deberán aplicarse cuando el prepago se aproxima a los montos no pagados de capital e intereses de tal forma que refleja el cambio en tasa de interés de referencia. Esto implica que los prepagos al valor razonable o por un monto que incluye el valor razonable del costo de un instrumento de cobertura asociado, normalmente satisfará el criterio solo pagos de principal más intereses solo si otros elementos del cambio en el valor justo, como los efectos del riesgo de crédito o la liquidez, no son representativos. La aplicación será a partir del 1 de enero de 2019 y se realizara de forma retrospectiva con adopción anticipada permitida.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la enmienda a NIIF 9 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

Enmienda a NIC 19 “Beneficios a Empleados, modificación, reducción o liquidación de un plan”.

En febrero de 2018 IASB finalizó las modificaciones a la NIC 19 relacionadas con las modificaciones de planes, reducciones y liquidaciones.

Las enmiendas a IAS 19 abordan la contabilización cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de reporte.

Las enmiendas aclaran que una entidad primero determina cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto del techo del activo (asset ceiling). Este monto se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del techo del activo (asset ceiling) después de la modificación, reducción o liquidación del plan. Cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los importes incluidos en el interés neto, se reconoce en otro resultado integral.

Esta aclaración establece que las entidades podrían tener que reconocer un costo de servicio pasado, o un resultado en la liquidación que reduzca un excedente que no se reconoció antes. Los cambios en el efecto del techo del activo (asset ceiling) no se compensan con dichos montos.

Las enmiendas se aplican a los cambios, reducciones o liquidaciones del plan que ocurran en o después del comienzo del primer período anual de reporte que comience el o después del 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la enmienda a NIC 19 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

Marco Conceptual “revisado (NIIF 2, NIIF 3, NIIF 6, NIIF 14, NIC 1, NIC 8, NIC 34, NIC 37, IAS 38, CINIIF 12, CINIIF 19, CINIIF 20, CINIIF 22, y SIC-32)”.

El IASB emitió el Marco Conceptual (revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes.

Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular. El Marco Conceptual revisado entra en vigencia para periodos que empiezan en o después de 1 de enero de 2020.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podrían generar los cambios al Marco Conceptual en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

NIIF 10 y NIC 28: “Estados financieros consolidados – Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjuntos”.

Las enmiendas a NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de ambas normas en el tratamiento



de la venta o la aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto.

Las enmiendas, emitidas en septiembre de 2014, establecen que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce toda la ganancia o pérdida generada. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. La fecha de aplicación obligatoria de estas enmiendas está por determinar debido a que el IASB está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación patrimonial. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podrían generar los cambios a la NIIF 10 y NIC 28 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

2.2 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

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

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

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro, (ver Nota N°3.d).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable. (ver Nota N°3.g).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota N°3.d).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros. (ver Notas N°3.k.1).
- La vida útil de las propiedades, planta y equipos e intangibles (ver Notas N°15.e y N°3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Nota N°3.g).
- 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 consolidados intermedios y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo N° 7).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota N°3.k).



- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota N°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 intermedios (ver Nota N°3.n).

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

2.3 Sociedades Subsidiarias

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

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

El Grupo reevaluará si tiene o no control sobre una sociedad subsidiaria si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

Las entidades subsidiarias son consolidadas por integración global, tal como se describe en la Nota N°2.5.

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

2.3.1 Variaciones del perímetro de consolidación

Con fecha 3 de enero de 2017, se constituyó la sociedad Empresa de Transmisión Chena S.A., cuyo objeto es la transmisión de energía eléctrica mediante sistemas de transmisión, sea por cuenta propia o de terceros. Se encuentra inscrita en la CMF con el registro N°492, con domicilio en Santa Rosa N°76 piso 8.

2.4 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Distribución 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 votos potenciales ejercitables en la fecha de cierre de cada periodo teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Distribución 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 sociedades asociadas se integran a los estados financieros consolidados intermedios por el método de la participación, tal como se describe en la Nota N°3.h.



2.5 Principios de consolidación y combinaciones de negocios

Las Sociedades subsidiarias son consolidadas, integrándose en los estados financieros consolidados intermedios 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 subsidiarias, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad subsidiaria hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las Sociedades Subsidiarias, 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 subsidiaria son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valorización establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la subsidiaria, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultado, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

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 periodo 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 presentado en los estados financieros de periodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades subsidiaria se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidados y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidados.
3. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
4. Los cambios en la participación en las sociedades subsidiaria 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 subsidiaria. La diferencia que puede 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.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

a.) Propiedades, planta y equipo

Las Propiedades, Planta y Equipo 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 periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones eléctricas de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los 12 meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados intermedios la sociedad no ha capitalizado intereses.

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso son activados (ver Nota N°15.d).
- 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.

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el periodo 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 periodo en que se incurren.

Las Propiedades, Planta y Equipo 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 periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada se revisa al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Los terrenos no se deprecian por tener vida útil indefinida.

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

b.) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. 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 2.5.1).

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 N°3.d).



c.) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización.

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

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

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 periodos anteriores se explican en la letra d) de esta Nota.

c.1) Costos 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 resultado integrales consolidado en el periodo en que se incurran.

c.2) Otros activos intangibles

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al 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 4 años. Las servidumbres de paso tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, producto que los contratos por su naturaleza son de carácter permanente e indefinido.

d.) Deterioro del valor de los activos no financieros

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

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo 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 valor 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, planta y equipo, 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 Unidades Generadoras de Efectivo 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 supera a la tasa media de crecimiento a largo plazo para el sector y país. Al cierre de junio de 2018, la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fue de 3,1%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuesto, que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica. La tasa de descuento antes de impuestos, expresada en términos nominales, aplicada al cierre de junio de 2018 fue de 7,8%.

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 consolidados. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

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

e.) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, el Grupo 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 periodo 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 los activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

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

f.) Instrumentos financieros

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



f.1) Activos financieros no derivados

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

(i) Costo amortizado:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas únicamente a flujos de efectivo compuestos por pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes al efectivo, cuentas por cobrar y préstamos. Estos activos se registran a 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.

(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

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

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

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

(iii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, 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 y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

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.



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

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

f.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor que se basa en pérdidas crediticias esperadas. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

Las provisiones por deterioro se miden en base a:

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

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

f.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En periodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

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 N°19, 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 periodo en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

f.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si su valor es negativo se registran 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, en cuyo caso su registro es el siguiente:

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

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados

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.



f.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota N°3.f.1).

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

f.7) Compensación de activos y pasivos financieros

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

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

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

g.) Medición del valor razonable

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

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

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración de 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 esta 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.

h.) Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

Según el método de participación, la inversión en una asociada se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante de la participación 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 sociedad o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, si no que al cierre de cada ejercicio contable o cuando existan indicios se procede a estimar si se ha producido en ella algún 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 las ganancias (pérdidas) de asociadas contabilizadas por el método de participación”.



i.) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior. El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de los descuentos comerciales y otras rebajas.

j.) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos 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 subsidiaria 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.) Provisiones

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

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

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

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

k.1.) Provisiones por obligaciones post empleo y otros similares

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

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

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran directamente como componente de “Otro Resultado Integral”.



l.) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos 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.

m.) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

n.) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del periodo 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 que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a diferencia temporal deducible surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

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

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las



inversiones en subsidiarias y asociadas, 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 las correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

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

o.) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el periodo, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes: (i) identificación del contrato, (ii) identificar obligaciones de desempeño, (iii) determinar el precio de la transacción, (iv) asignar el precio, y (v) reconocer el ingreso.

Además, el Grupo también evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato.

Enel Distribución y sus subsidiarias reconocen los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la NIIF 15 y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía.

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:

- 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.

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

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

- se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes;



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

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.

El Grupo determinará y revelará el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del período sobre el que se informa. Sin embargo, la El Grupo decidió aplicar las exenciones de divulgación opcionales de acuerdo con el expediente práctico previsto en la NIIF 15.

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.

El Grupo opera principalmente en el segmento de distribución de energía eléctrica y un porcentaje menor corresponde a otros ingresos relacionados con la actividad principal.

p.) Ganancia (pérdida) por acción

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

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

q.) 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 Distribución Chile S.A., es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro “Cuentas por pagar Comerciales y Otras cuentas 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.

r.) Estado de flujos de efectivo

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

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

4. REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO

Aspectos Generales:

a) Marco regulatorio:

En Chile, el sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos N°20.018, 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.

La principal autoridad en materia energética es el **Ministerio de Energía**, que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Nació el 1 de febrero de 2010 como organismo autónomo, luego de años de ser parte del Ministerio de Minería.

Bajo dependencia del Ministerio de Energía, se encuentra el organismo regulador del sector eléctrico (la Comisión Nacional de Energía) y el ente Fiscalizador (la Superintendencia de Electricidad y Combustibles). El Ministerio cuenta, además, con la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), con la Agencia de Eficiencia Energética y el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES), el que en noviembre de 2014 reemplazó al Centro de Energías Renovables (CER).

La **Comisión Nacional de Energía (CNE)** posee la autoridad para proponer tarifas reguladas, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación. Por su parte, la **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)** fiscaliza y vigila el



cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas.

Adicionalmente, la legislación contempla un **Panel de Expertos**, conformado por profesionales expertos, cuya función primordial es pronunciarse sobre las discrepancias que se produzcan en relación con materias establecidas en la Ley Eléctrica y en la aplicación de otras leyes en materia energética, mediante dictámenes de efecto vinculante.

La Ley establece un **Coordinador Eléctrico Nacional**, organismo independiente de derecho público, a cargo de la operación y coordinación del sistema eléctrico chileno cuyos objetivos principales son: i) Preservar seguridad del servicio, ii) Garantizar operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico y iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus principales actividades se destaca: coordinar el Mercado Eléctrico, autorizar conexiones, gestionar servicios complementarios, implementar sistemas de información pública, monitorear la competencia y la cadena de pagos, entre otros.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en tres sistemas eléctricos principales: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SEN se conformó por la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), en noviembre de 2017. Hasta la interconexión, el SIC constituía el principal sistema del país, que se extendía longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. Por su parte, el SING cubría la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km.

En la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades: **Generación, Transmisión y Distribución**. Las instalaciones eléctricas asociadas a estas tres actividades tienen obligación de operar en forma interconectada y coordinada, con el objetivo principal 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.

En el mercado eléctrico se transan dos productos (Energía y Potencia) y se prestan diversos servicios. En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de efectuar los balances, determinar las transferencias correspondientes entre generadores y calcular el costo marginal horario, precio al cual se valorizan las transferencias de energía. Por otra parte, la CNE determina los precios de la Potencia.

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

Límites a la integración y concentración

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

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de Generación y Distribución.



a.1 Segmento de Generación

Las empresas de generación deben operar de forma supeditada al plan de operación del Coordinador. No obstante, cada compañía puede decidir libremente si vender su energía y potencia 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:

- **Clientes libres**, que son aquellos usuarios 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.
- **Empresas Distribuidoras**, distinguiendo suministro de sus clientes regulados y libres. Para el suministro de sus clientes regulados, las empresas distribuidoras compran energía a las empresas generadoras mediante un proceso de licitaciones públicas reguladas por la CNE, mientras que, para el suministro de sus clientes libres, lo hacen a través de contratos bilaterales.
- **Empresas Generadoras**, en Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el Coordinador Eléctrico Nacional en forma anual, en función de la normativa vigente, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que depende principalmente de la disponibilidad tanto de las instalaciones propiamente tal, como del recurso de generación según la tecnología.

Energías renovables no convencionales

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

a.2 Segmento de Transmisión

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

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

La planificación de los sistemas de Transmisión Nacional y Zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, para lo cual el Coordinador Eléctrico Nacional emite anualmente un plan de expansión, que debe ser aprobado por la CNE.



Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas y obras de ampliación de instalaciones existentes. En el caso de obras nuevas se considera la realización de licitaciones abiertas, quedando el adjudicatario con la propiedad de la instalación. En el caso de obras de ampliación de instalaciones existentes, el propietario de la instalación original es también propietario de su ampliación y tiene obligación de licitar su construcción.

La remuneración de las ampliaciones corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. A partir el año 21, la remuneración de esas instalaciones de transmisión se determina como si fueran instalaciones existentes.

La normativa vigente define que la transmisión se remunera por la suma de los ingresos tarifarios y la recaudación de un cargo único por uso del sistema de transmisión (CUT). El CUT es definido (\$/kWh) por la CNE, de manera semestral.

a.3 Segmento de Distribución

El segmento de distribución corresponde a las instalaciones eléctricas destinadas al suministro de electricidad a clientes finales, a un voltaje no superior a 23 kV.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, teniendo obligación de prestar servicio a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5000kW que ejerzan su opción de optar por tarifa libre). Cabe señalar, que los clientes con tarifa libre pueden negociar su suministro con cualquier suministrador (distribuidora o generadora), debiendo pagar un peaje regulado por uso de la red de distribución.

Respecto al suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos de licitación son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de 5 años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda la autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo. Existe, además, un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas, cada cuatro años, sobre la base de estudios de costos para determinar el **Valor Agregado de Distribución (VAD)**. La determinación del VAD se basa en un esquema de empresa modelo eficiente y el concepto de área típica.

En efecto, para el proceso de determinación del VAD, la CNE clasifica a las empresas con costos de distribución similares en grupos denominados "áreas típicas". Por cada área típica, tanto la CNE como las empresas de distribución, encargan estudios a consultores independientes, con el fin de determinar los costos asociados a una empresa modelo eficiente, considerando costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

El VAD se obtiene ponderando los resultados de los estudios encargados por la CNE y por las empresas a razón $2/3 - 1/3$, respectivamente. Con ese resultado, la CNE estructura tarifas básicas y verifica que la rentabilidad del agregado de la industria se encuentre en el rango establecido de 10% con un margen del $\pm 4\%$.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del VAD, la revisión de los **Servicios Asociados** no consistentes en suministros de energía que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia califique como sujetos a regulación tarifaria.

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



b) Temas Regulatorios 2018

Plan Normativo CNE 2018

Mediante Resolución Exenta N°20, de fecha 12 enero 2018, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2018. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2018 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2017, cuya elaboración continuará en desarrollo durante el año 2018.

Reglamentos Publicados 2018

Reglamento Panel de Expertos. Con fecha 5 de enero de 2018, el Ministerio de Energía publica en el Diario Oficial un nuevo Reglamento para Panel de Expertos. Este reglamento tiene por objeto establecer disposiciones para el funcionamiento, financiamiento y competencias del Panel de Expertos, así como los procedimientos necesarios para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Por otra parte, el 15 de mayo de 2018 fueron reingresados a Contraloría los Reglamentos de Servicios Complementarios y de la Coordinación de la Operación.

Reglamento del Coordinador Eléctrico. Con fecha 3 de abril de 2018, el Ministerio de Energía aprueba Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Este reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones para organización, composición y funcionamiento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, así como los procedimientos necesarios para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Reglamento de Seguridad de Servicios Complementarios, Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica. Con fecha 12 de junio de 2018, el Ministerio de Energía aprueba el Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica.

Plan de Expansión de la Transmisión - 2017

Con fecha 29 de diciembre de 2017, el regulador mediante Resolución Exenta CNE N°770, emitió el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2017. De acuerdo con las etapas contempladas por la ley, los interesados (debidamente inscritos en el registro de participación ciudadana) realizaron las observaciones correspondientes. Habida evaluación de las observaciones, mediante la Resolución Exenta N°163 de fecha 27 de febrero de 2018, la CNE aprobó el Informe Técnico Final del Plan De Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en Audiencia Pública.

Plan de Expansión de la Transmisión – 2018

En el Marco del proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018, la CNE convocó a todos los interesados a participar en la etapa de presentación de propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica. La convocatoria señala que las propuestas pueden ser presentadas a más tardar el día 30 de abril de 2018.

Planificación Energética 2018-2022

Mediante publicación en el Diario Oficial, con fecha 10 de abril de 2018, el Ministerio de Energía aprueba la Planificación Energética de Largo Plazo para el periodo 2018-2020. Este corresponde al primer proceso de planificación energética realizado de acuerdo a las disposiciones introducidas por la Ley 20.936. Este plan, de carácter no vinculante, se debe realizar cada 5 años, de acuerdo al artículo 83° de la Ley Eléctrica.

Ley 21.076

Con fecha 27 de febrero de 2018, se publica en el diario Oficial la Ley 21.076, que modifica la Ley Eléctrica para imponer a la empresa distribuidora la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de la inutilización de las instalaciones por fuerza mayor. En el único artículo de esta Ley, se indica que el Empalme y Medidor son parte de la red de distribución.



Estudio de Tarifas por artículo 187° de la Ley Eléctrica.

Con fecha 6 de octubre de 2017, la CNE emite la Resolución Exenta CNE N°560, que aprueba acuerdo unánime para efectuar Nuevo Estudio de Tarifas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 187°, parte final, de la Ley Eléctrica, suscrito entre la CNE y las empresas concesionarias de servicio público de distribución. En este contexto, en diciembre de 2017, la CNE solicita a las empresas distribuidoras los planes de inversión y costos necesarios para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (aprobada por Resolución Exenta CNE N°706, de fecha 7 diciembre de 2017) no reconocidos en las actuales tarifas de suministro de electricidad (Decreto Supremo N°11T de 2016, del Ministerio de Energía). A la fecha no se ha publicado el decreto correspondiente.

c) Revisiones tarifarias y procesos de suministro

c.1 Fijación Tarifas de Distribución

A fines de 2015, la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) publicó la Resolución Exenta N°699 comunicando la definición de Áreas Típicas y las bases para el “Estudio de Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio 2016-2020”, y las bases para el “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, dando así el inicio oficial al proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

De las 6 áreas típicas de distribución fijadas por la CNE que se tarifican de forma individual, Enel Distribución Chile fue catalogada dentro del área típica 1, al igual que en el proceso anterior, reflejando la mayor densidad de sus redes y, por lo tanto, menores costos que las otras empresas del sector. Las subsidiarias Empresa Eléctrica Colina y Luz Andes, al igual que en el proceso anterior, fueron clasificadas en las áreas típicas 4 y 2, respectivamente.

En febrero de 2016, la CNE publicó en diario oficial la Resolución Exenta N°83 con la lista de empresas consultoras elegibles por las empresas concesionarias de distribución. Con estos antecedentes, en abril de 2016 Enel Distribución Chile adjudicó al Consultor Syste Ingeniería y Diseños S.A para efectuar el Estudio de Valor Agregado de Distribución Cuadrienio 2016-2020. El 5 de septiembre de 2016, Enel Distribución Chile entregó el estudio a la autoridad, cumpliendo con los requerimientos señalados en la Ley, en tiempo y forma.

El proceso de fijación de tarifas para el cuadrienio 2016 -2020 culminó con la publicación en el diario oficial del decreto tarifario 11T, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución, el cual tiene vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Las tarifas a cliente final que rigieron durante 2017-2018 fueron determinadas sobre la base de los siguientes decretos:

- i) Decreto N°1T, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 2013 y que rige retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2012 hasta el 3 de noviembre de 2016.
- ii) Decreto N°11T, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rige retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016 hasta el 3 de noviembre de 2020.
- iii) Decreto N°14, que fija tarifas de sistemas de Subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, publicado en el Diario Oficial el 9 de abril de 2013 y que rige retroactivamente desde el 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2014. Decreto 7T que extiende la vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015.
- iv) Decretos de Precios:

-Precios de nudo promedio:

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.



Con fecha 10 de octubre de 2017, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°12T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2017.

Con fecha 10 de octubre de 2017, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°3T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de julio de 2017.

Con fecha 24 de marzo de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°12T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2018.

-Precios de nudo de corto plazo:

Con fecha 2 de julio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°5T, que fija los precios de nudo de corto plazo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2016.

Con fecha 26 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía publicó el decreto 2T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2017.

Con fecha 25 de enero de 2018, el Ministerio de Energía publicó el decreto 5T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de octubre de 2017.

Con fecha 28 de junio de 2018, el Ministerio de Energía publicó el decreto 1T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2018.

c.2 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución

Con fecha 14 de marzo de 2014, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, que fija los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía asociados a la distribución eléctrica. Estos valores rigen a partir de la fecha en que se publicó el decreto de manera no retroactiva y hasta la fecha, son los valores vigentes.

A fines de 2015, la CNE publicó la Resolución Exenta. N°699 que comunica, entre otros, las bases para los “Estudios de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

Estas bases incorporan cinco nuevos servicios, entre los cuales destacan, la “Ejecución o instalación de empalmes provisorios” y el “Arriendo de empalmes provisorios”.

Con fecha 20 de enero de 2017, se publicó el “Informe Final del Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”. Siguiendo el proceso establecido, Enel Distribución presentó sus observaciones al estudio.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 213 de fecha 27 de abril de 2017, la CNE aprueba el Informe Técnico “Fijación de Fórmulas Tarifarias de Servicios no Consistentes en Suministro de Energía, Asociados a la Distribución de Electricidad”. Siguiendo con las etapas del proceso, Enel Distribución presentó sus discrepancias al Informe Técnico.

A la fecha no se ha publicado el decreto tarifario que fijará las nuevas tarifas.

c.3 Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal

La Ley 20.936, del 20 de julio de 2016, que establece un nuevo marco regulatorio para los sistemas de transmisión de energía eléctrica, introdujo cambios en los procesos tarifarios a todo el segmento de transmisión. A partir de la publicación de dicha ley, el segmento antes conocido como “Subtransmisión” pasó a denominarse Transmisión Zonal.



Las tarifas de Transmisión Zonal se fijan cada cuatro años. Sin embargo, antes de la publicación de la Ley 20.936 el período tarifario de Subtransmisión (hoy Transmisión Zonal) había sido extendido, a saber:

- El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.805 que, entre otras cosas, facultó al Ministerio de Energía para extender en un año el decreto CNE N°14 de 2012, que establecía las tarifas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014 (es decir, dicho decreto tarifario sería vigente para el periodo 2011 -2015, y, además, se retrasaría en un año la vigencia del proceso tarifario 2015-2018 (es decir 2016-2019).
- El 22 de Abril de 2015 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto 7T, haciendo efectiva la extensión del plazo de vigencia del decreto tarifario de Subtransmisión, y señalando expresamente que las nuevas tarifas entrarían en vigencia el 1 de Enero de 2016.

Sin perjuicio de lo anterior, la Ley 20.936/2016 establece en su artículo undécimo transitorio que la vigencia del decreto de tarifario de Subtransmisión se vuelve a extender (Decreto N°14 de 2012) hasta el 31 de diciembre de 2017.

En relación al período 2016-2017, el 29 de diciembre de 2016 se publica la Resolución Exenta CNE N°940, la cual define los ajustes necesarios al Decreto N°14 para extender su vigencia durante los años 2016 y 2017. El alcance principal de estos ajustes corresponde a la exención de pago por uso de sistemas de transmisión zonal por parte de centrales generadoras que inyectan a través de dichos sistemas.

De acuerdo a lo estipulado en el artículo duodécimo de las disposiciones transitorias de la Ley 20.936, al proceso tarifario 2016-2019 se le da continuidad y sus resultados serán utilizados para tarificar el periodo 2018 -2019.

En este contexto, con fecha 10 de febrero de 2017, mediante Resolución Exenta CNE N° 83, se publicó el “Informe Técnico Preliminar sobre Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018-2019”. Cumpliendo, en tiempo y forma, Enel Distribución realizó las observaciones pertinentes. Posteriormente, con fecha 28 de marzo de 2017, mediante Resolución Exenta CNE 149, se publicó el Informe Técnico Definitivo. Siguiendo con las etapas del proceso, Enel Distribución presentó sus discrepancias al informe Técnico Definitivo. El 19 de mayo de 2017, se realizó Audiencia Pública, donde Enel Distribución y otros interesados expusieron sus discrepancias ante Panel de Expertos.

A la fecha no se ha publicado el decreto tarifario que fijará las nuevas tarifas.

c.4 Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023

En el marco del proceso de Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023 se encuentran en curso los procesos de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión, Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión y definición de las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión.

En este contexto, para efectos del proceso Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2020-2023, el Regulador mediante Resolución Exenta CNE N°771 (29 de diciembre de 2017) emitió el informe técnico preliminar definiendo qué instalaciones de transmisión corresponden a cada segmento (Nacional, Zonal y Dedicado). Los interesados (debidamente inscritos en registro de participación ciudadana) realizaron observaciones a este informe durante los primeros días de enero de 2018. Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo mediante la Resolución Exenta N°123 de fecha 13 de febrero de 2018. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública.

En el marco del análisis y estudio de las discrepancias presentadas, el Panel de Expertos solicitó información adicional a la CNE. A raíz de esta solicitud, la CNE detectó inconsistencias en la aplicación de la metodología para la calificación de instalaciones, por lo cual inició un procedimiento administrativo de invalidación del mencionado. Por otra parte, para efectos del proceso de Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión, la CNE mediante Resolución Exenta N°212 de fecha 15 de marzo 2018, emitió Informe Preliminar. Los interesados (debidamente inscritos en el registro de participación ciudadana) enviaron las observaciones pertinentes.

Finalmente, para efectos de la definición de las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión, la CNE publicó las Bases Técnicas y Administrativas Preliminares mediante



Resolución Exenta N° 769/2017 (29 de diciembre de 2017). Dicho documento, en términos generales, norma el proceso de contratación del estudio tarifario y define las reglas para efectuar la tarificación de toda la transmisión, definiendo la licitación de dos estudios: uno para instalaciones Nacionales y otro para instalaciones Zonales y Dedicadas. De acuerdo con las etapas contempladas por la Ley, los interesados (debidamente inscritos en registro de participación ciudadana), realizaron observaciones a este documento durante los primeros días de enero de 2018. Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo mediante la Resolución Exenta N°124 de fecha 13 de febrero 2018. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentarán sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública.

c.5 Licitaciones

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han desarrollado tres procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02 y Licitación de Suministro 2017/01.

El proceso 2015/02 se inició en junio de 2015 y concluyó en octubre de ese año con la licitación y adjudicación de 3 bloques por 1.2 TWh/año (100%) y precio medio de licitación de 79.3\$US/MWh.

El proceso 2015/01 se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación y culminó en julio de 2016 con la adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 12.4 TWh/año (100%) a 84 empresas a un precio promedio ponderado de 47,6 US\$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado.

El principal adjudicatario del proceso 2015/01 correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 5.9 TWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

El proceso 2017/01 se inició en enero de 2017 con el Llamado a Licitación y culminó en noviembre de 2017 con la adjudicación de un total de 2.200 GWh/año (100%) a 5 empresas a un precio promedio ponderado de 32.5\$US/MWh.

Al igual que el proceso anterior, el principal adjudicatario correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 1.2 TWh/año, representando el 54% del total adjudicado.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

a) La composición del rubro al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Efectivo en caja	7.802	7.802
Saldos en bancos	1.685.936	6.173.226
Pactos de compra con retroventa	1.625.130	36.413.361
Total	3.318.868	42.594.389

No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

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

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo	Moneda	Saldo al	
		30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	3.192.673	42.518.639
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	EUR	29.828	11.594
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	US\$	96.367	64.156
Total	Total	3.318.868	42.594.389



- c) Conciliación de Efectivo y Equivalentes al Efectivo Presentados en el Balance con el Efectivo y Equivalentes al Efectivo en el Estado de Flujo de Efectivo

	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	3.318.868	42.594.389
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	3.318.868	42.594.389

- d) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 1-1-2018	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo		Saldo al 30-06-2018
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Costos financieros	Otros cambios	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	14	-	-	(5.387)	(5.387)	5.374	(1)	-
Préstamos de empresas relacionadas	120.964.766	157.366.408	(147.169.845)	(2.374.589)	7.821.974	2.663.083	(1)	131.449.822
Cuentas por pagar	-	-	(9)	-	(9)	-	9	-
Total	120.964.780	157.366.408	(147.169.854)	(2.379.976)	7.816.578	2.668.457	7	131.449.822

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de este rubro al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	30-06-2018		31-12-2017	
	Corrientes M\$	No corriente M\$	Corrientes M\$	No corriente M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	25.582	-	26.806
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	61.491	-	61.887	-
Total	61.491	25.582	61.887	26.806

7. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES

- a) La composición de este rubro al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corrientes, Neto	Saldo al			
	30-06-2018		31-12-2017	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	185.234.981	34.510.449	197.011.114	34.272.234
Deudores comerciales, neto (**)	173.173.913	1.777.968	186.067.793	1.855.265
Otras cuentas por cobrar, neto (*)	12.061.068	32.732.481	10.943.321	32.416.969

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corriente, Bruto	Saldo al			
	30-06-2018		31-12-2017	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar corrientes, Bruto	232.243.098	34.510.449	239.626.356	34.272.234
Cuentas comerciales, bruto	210.432.067	1.777.968	219.469.172	1.855.265
Otras cuentas por cobrar, bruto	21.811.031	32.732.481	20.157.184	32.416.969

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



(*) La composición de las otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Otras cuentas por cobrar, neto	Saldo al			
	30-06-2018		31-12-2017	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores por Leasing (Neto)	3.568.665	31.401.076	3.435.921	31.114.210
Anticipos a proveedores y acreedores	96	-	2.550.576	-
Cuentas por Cobrar al personal	1.173.065	1.331.405	1.104.655	1.302.759
Otras cuentas por cobrar	5.821.086	-	2.346.284	-
Iva Crédito Fiscal	1.498.156	-	1.505.885	-
Total	12.061.068	32.732.481	10.943.321	32.416.969

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

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los periodos terminados al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017.

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

(**) Enel Distribución Chile S.A., al 30 de Junio de 2018 ha reconocido una provisión de menores ingresos por venta de energía y potencia por M\$ -12.410.495 (M\$ 4.117.611 por el ejercicio 2017), producto de la no aplicación de decretos de precio nudo promedio (PNP) e indexaciones del tipo de cambio que reflejan los precios medios a nivel de generación-transporte, en consistencia con lo establecido en el decreto que fija las fórmulas tarifarias de Distribución, del Ministerio de Energía (Decreto N°11T/2016). Lo anterior, en virtud de lo señalado en 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." (Ver Nota N°4).

b) Reconciliación de los Pagos Mínimos del Arrendamiento Financiero como Arrendador.

Al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, los arrendamientos financieros como arrendador son los siguientes:

Reconciliación de los Pagos Mínimos del Arrendamiento Financiero, Arrendador	Saldo al			Saldo al		
	30-06-2018			31-12-2017		
	Bruto	Interés	V.Presente	Bruto	Interés	V.Presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Menor a un año	4.636.706	1.068.041	3.568.665	4.380.499	944.578	3.435.921
Entre un año y cinco años	18.292.138	3.991.107	14.301.031	17.521.998	3.617.167	13.904.831
Más de cinco años	17.705.145	605.100	17.100.045	18.127.398	918.019	17.209.379
Total	40.633.989	5.664.248	34.969.741	40.029.895	5.479.764	34.550.131

Los valores corresponden a desarrollos de proyectos de alumbrado público, principalmente a municipalidades.



- c) Al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Saldo al	
	30-06-2018	31-12-2017
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	46.292.354	50.818.301
Con antigüedad entre tres y seis meses	5.063.902	8.621.861
Con antigüedad entre seis y doce meses	4.464.156	6.001.451
Con antigüedad mayor a doce meses	12.790.811	16.067.867
Total	68.611.223	81.509.480

Estos saldos corresponden a cuentas por cobrar vencidas no deterioradas y a la porción no afecta a provisión de otras cuentas por cobrar vencidas.

Los movimientos en la provisión y castigo de deudores fueron los siguientes:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2017	38.147.567
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	7.993.312
Montos castigados	(3.525.637)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	42.615.242
Ajuste Saldo Inicial por NIIF 9 (*)	4.224.200
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	1.423.814
Montos castigados	(1.255.139)
Saldo al 30 de junio 2018	47.008.117

(*) Ver Nota 2.1 (ii)

- e) Castigos de Deudores Incobrables:

El castigo de deudores morosos para la estratificación de clientes masivos se realiza a 24 meses de antigüedad 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 Grandes clientes y Clientes Institucionales es a 60 meses.

- f) Información Adicional:

- Información adicional estadística requerida por Oficio Circular N° 715 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile), de fecha 3 de febrero de 2012, taxonomía XBRL; (Ver Anexo N°3).
- Información adicional requerida en OFORD N°30.202 de fecha 17 de noviembre de 2014 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (ver Anexo N°7).

8. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones entre la Sociedad y sus Subsidiarias, corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y condiciones de mercado. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

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



8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Al 30 de junio de 2018 y 2017, los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son los siguientes:

a.) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Saldo al			
							30/06/2018	31/12/2017	30/06/2018	31/12/2017
							Corrientes		No corrientes	
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.321.458-3	Almeyda Solar Spa S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	20.541	35.572	-	-
Extranjera	Codensa S.A. E.S.P.	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Colombia	28.692	29.221	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	74.709	79.220	-	-
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	69	172	-	-
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	11.138	43.457	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora del Sur S.A.	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	6.337	-	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Brasil	277.275	116.436	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	198.707	140.392	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	380.291	5.616.708	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Otros	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	5.165	50.058	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	11.627	3.443	-	-
Extranjera	Enel Spa	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	92.278	89.329	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	103.704	73.700	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	27.538	-	-
96.971.330-6	Geotermica de Norte S.A.	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	46	-	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	609	425	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	406	134	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	33	-	-	-
Total							1.211.627	6.305.805	-	-

No existen cuentas por cobrar a entidades relacionadas que se encuentren garantizadas o deterioradas.

b.) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Saldo al			
							30-06-2018	31-12-2017	30-06-2018	31-12-2017
							Corrientes		No corrientes	
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.321.458-3	Almeyda Solar Spa S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	348.681	361.974	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar Spa S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	2.241	64.484	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	460.654	607.056	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	87.192	71.648	-	-
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	5.476	10.017	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	30.525.910	36.152.471	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Otros	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	24.988	58.198	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	430.689	6.224.240	-	-
Extranjera	E-Distribuzione SpA	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	426.553	3.187.971	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	276	858	-	-
Extranjera	Enel Energía	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	431.757	348.370	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	-	378.771	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	380.209	-	-	-
Extranjera	Enel Italia	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	2.317.918	2.089.122	-	-
Extranjera	Enel Spa	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	1.069.545	720.019	-	-
Extranjera	Enel Map	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	669.117	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	716.405	2.584.115	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	8.201.306	11.048	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	633.045	2.813.610	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	-	31.228.230	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (1)	Préstamos	Menos de un año	Matriz	CH\$	Chile	2.248.516	120.953.718	121.000.000	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Servicios	Menos de un año	Matriz Común	CH\$	Chile	13.295	4.650	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	278	248	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	2.763	38.025	-	-
76.126.507-5	Parque Talinay Oriente S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	228	261	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	360	489	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico de los Vientos	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	3	-	-	-
Total							48.997.405	207.909.593	121.000.000	-

(1) Corresponde a créditos adeudados a Enel Chile S.A.



c.) Transacciones más significativas y sus efectos en resultado.

Los efectos en el Estado de Resultado de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País	Saldo al	
					30-06-2018 M\$	30-06-2017 M\$
76.321.458-3	Almeyda Solar Spa	Matriz común	Compra de energía	Chile	(2.083.563)	(2.129.158)
76.321.458-3	Almeyda Solar Spa	Matriz común	Peajes	Chile	63.169	127.172
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz común	Compra de energía	Chile	(3.056.259)	(3.291.387)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz común	Peajes	Chile	(945)	59.139
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Matriz común	Peajes	Chile	18.410	27
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Matriz Común	Compra de energía	Chile	(9.459)	(9.882)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Gasto financiero	Chile	(2.661.985)	(2.059.189)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Servicios recibidos	Chile	(6.857.876)	(7.284.542)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz común	Compra de energía	Chile	(181.970.683)	(190.088.297)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz común	Peajes	Chile	302.537	1.091.249
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz común	Servicios recibidos	Chile	-	(6.904)
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur	Matriz común	Peajes	Chile	7.306	2.323
Extranjera	Enel Iberoamérica	Matriz Común	Servicios prestados	Italia	-	3.042
Extranjera	Enel Italia	Matriz Común	Servicios	Italia	(68.018)	-
Extranjera	Enel Spa	Matriz Común	Management fee	Chile	(403.492)	-
Extranjera	Enel Map	Matriz Común	Servicios	Italia	(669.116)	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Matriz Común	Servicios recibidos	Chile	(714.431)	(759.438)
96.976.600-0	Gas Atacama Chile S.A.	Matriz Común	Peajes	Chile	(2.863)	-
96.971.330-6	Geotermica del Norte S.A.	Matriz Común	Peajes	Chile	98	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Peajes	Chile	(289)	(822)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Matriz Común	Peajes	Chile	(7)	(510)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos	Matriz Común	Peajes	Chile	84	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e inmobiliarios Ltda.	Matriz común	Servicios recibidos	Chile	-	(1.465.590)
Total					(198.107.382)	(205.812.767)

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.

d.) Transacciones Significativas

- El 15 de enero de 2018, se tomó un préstamo estructurado con la matriz, Enel Chile S.A., por un monto de M\$121.000.000, el cual se podrá amortizar de forma parcial o total hasta antes del 15 de noviembre de 2019. La tasa de interés aplicable a esta operación es de un 4,03% anual. Al 30 de junio de 2018, el saldo vivo asciende a M\$121.000.000.

Fecha de Inicio	Capital Adeudado M\$	Vencimiento	Tasa Fija
15-01-2018	121.000.000	15-11-2019	4,03%

- Enel Distribución Chile recibió préstamo de corto plazo de su controladora Enel Chile S.A. al 30 de junio de 2018, el saldo era de M\$8.202. Esta deuda devenga una tasa de interés TIP + 0,05% mensual.

8.2 Directorio y Gerencia del Grupo

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 24 de Abril de 2018, se eligieron como Directores a las siguientes personas:

- 1.- Sra. Iris Boeninger von Krestschmann
- 2.- Sra. Alessandra Biblia
- 3.- Sra. Mónica Hodor
- 4.- Sr. Rodolfo Avogadro Di Vigliano
- 5.- Sr. Hernán Felipe Errázuriz Correa



Asimismo, en la Sesión N° 04/2018 Ordinaria del Directorio, celebrada el día 24 de abril 2018, se procedió a nombrar Presidente del Directorio a don Rodolfo Avogadro Di Vigliano.

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 al 30 de junio de 2018 y 2017.

- Otras transacciones

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo al 30 de junio de 2018 y 2017.

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 Distribución Chile S.A. La Junta Ordinaria de Accionistas del 24 de Abril de 2018 fijó la siguiente remuneración:

Pagar a cada Director 101 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual y 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, con el tope de 15 sesiones remuneradas dentro del ejercicio. El pago se efectuará de acuerdo al valor que tenga la Unidad de Fomento al día respectivo.

La remuneración del Presidente será el doble de la que corresponde a un Director.

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

Los ejecutivos de Enel Distribución Chile S.A. no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias o coligadas, nacionales o extranjeras, pertenecientes al Grupo Empresarial, como tampoco percibirán remuneración o dieta alguna para sí, en el evento de desempeñarse como directores o consejeros de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las que el Grupo Empresarial ostente, directa o indirectamente, alguna participación.

A continuación se detalla la retribución del Directorio al 30 de junio de 2018 y 2017:

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2018	
			período de desempeño	Directorio de Enel Distribución M\$
0-E	Rodolfo Avogadro Di Vigliano (*)	Presidente	01/01/18 al 30/06/18	-
24.248.178-K	Gianluca Caccialupi (*)	Director	01/01/18 al 30/06/18	-
0-E	Mónica Hodor	Director	01/01/18 al 30/06/18	-
6.342.175-8	Iris Boeninger von Kretschmann	Director	01/01/18 al 30/06/18	28.825
4.686.927-3	Hernán Felipe Errázuriz Correa	Director	01/01/18 al 30/06/18	28.825
TOTAL				57.650

(*) El Sr. Rodolfo Avogadro Di Vigliano asumió como Presidente del Directorio el 25 de abril del 2017 en reemplazo del Sr. Gianluca Caccialupi.



RUT	Nombre	Cargo	30-06-2017	
			período de desempeño	Directorio de Enel Distribución M\$
24.248.178-K	Gianluca Caccialupi	Presidente	25/04/17 al 30/06/17	-
0-E	Francesca Romana Napolitano	Vicepresidente	01/01/17 al 25/04/17	-
0-E	Mónica Hodor	Director	24/04/17 al 30/06/17	-
6.342.175-8	Iris Boeninger von Kretschmann	Director	01/01/17 al 30/06/17	26.559
4.686.927-3	Hernán Felipe Errázuriz Correa	Director	01/01/17 al 30/06/17	26.559
TOTAL				53.118

Gastos en asesoría del Directorio

Al 30 de junio de 2018 y 2017, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

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

La Sociedad no ha constituido garantía a favor de los Directores al 30 de junio de 2018 y 2017.

8.3 Retribución de Gerencia del Grupo

Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.

Miembros de la Alta Dirección		
RUT	Nombre	Cargo
7.033.726-6	Andreas Gebhardt Strobel	Gerente General
10.649.635-8	Horacio Aranguiz Pinto	Fiscal
0-E	Tripeti Simone (1)	Gerente E-Soluciones Chile
9.906.072-7	Andrés González Cerrutti	Gerente de Comunicación
15.287.886-9	Daniel Gómez Sagner	Gerente de Regulación
13.535.122-9	Rodrigo Vargas Gómez	Gerente de Planificación y Control
12.614.913-1	Victor Tavera Olivos	Gerente Mercado Distribución Chile
12.483.320-5	Yanett Henríquez Zamora	Gerente de Recursos Humanos
22.075.700-5	Karla Zapata Oballe (2)	Gerente Enel X

(1) El Sr. Tripeti Simone, se mantuvo en su cargo hasta el 31 de marzo de 2018.

(2) El 1° de abril de 2018, la Sra. Karla Zapata Oballe Asumió como Gerente de Enel X.

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la gerencia asciende a M\$802.152 por el ejercicio terminado al 30 de junio 2018 (M\$732.642 al 30 de junio de 2017).

Estas remuneraciones incluyen los salarios y una estimación de los beneficios a corto plazo (bono anual) y a largo plazo (principalmente indemnización por años de servicio).

Detalle de las remuneraciones para el personal clave de la gerencia:

Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	30-06-2017 M\$
Salarios	454.365	507.261
Beneficios a corto plazo	189.896	156.011
Otros beneficios a largo plazo	157.891	69.370
Total	802.152	732.642

Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes

Enel Distribución Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rangos



de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Indemnizaciones pagadas a los principales ejecutivos y gerentes:

- a) Para los ejercicios terminados al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, no se pagaron finiquitos.
- b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia del Grupo.
No existen garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia del Grupo al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017.

Al 30 de junio del año 2018 no se han dado en los Directores situaciones de conflicto de interés, por parte del Directorio, contrarias al interés social de Enel Distribución Chile.

Diversidad de género: al 30 de junio de 2018 el Directorio está integrado por 5 Directores, 3 varones y 2 mujeres; Al 30 de junio de 2017, el Directorio está integrado por 5 Directores, 2 varones y 3 mujeres.

9. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Materiales de operación y mantenimiento (*)	7.613.598	1.199.588
Existencia retail	2.052.103	1.849.988
Total	9.665.701	3.049.576

(*) El incremento en los inventarios se debe a la compra del Stock de materiales a la Matriz Enel Chile S.A.

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017.

Al 30 de junio de 2018, se han reconocido provisiones de obsolescencia de los inventarios por M\$178.951.

10. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Activos por impuestos Corrientes	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Pagos provisionales mensuales	941.617	5.844.985
Impuesto por recuperar años anteriores	3.832.752	2.914.850
Crédito por gasto de capacitación	51.000	161.000
Total	4.825.369	8.920.835

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Pasivos por impuestos Corrientes	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Impuesto a la Renta	22.145	94.246
Total	22.145	94.246



11. OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES

Otros pasivos no financieros corrientes corresponden a facturación e ingresos anticipados por servicios por ejecutar, cuya composición al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Empalmes	9.248.738	7.884.841
Traslado de redes	1.227.748	1.811.479
Productos y servicios	957.040	937.259
Otros	1.084.082	592.363
Total	12.517.608	11.225.942



12. INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL METODO DE LA PARTICIPACION

Inversiones contabilizadas por el método de participación.

- a) A continuación se presenta un detalle de la sociedad participada por el Grupo contabilizada por el método de participación y los movimientos de ella, al 31 de diciembre de 2017. Con fecha 1 de septiembre de 2017, la Sociedad Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda., fue absorbida por fusión por su matriz Enel Chile S.A.

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2016 M\$	Incorporación (Reducción) sociedades	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos Declarados M\$	Resultados Integrales M\$	Otro Incremento (Decremento) M\$
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Peso chileno	0%	60.325	(45.073)	295	(15.547)	-	-
TOTALES					60.325	(45.073)	295	(15.547)	-	-



b) Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2017 del estado financiero de la sociedad en la que el Grupo ejercía una influencia significativa, ya que, con fecha 1 de septiembre de 2017, fue absorbida por fusión por su matriz Enel Chile S.A.

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2017									
	% Participación	Activo Corriente	Activo no Corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Ganancia (Perdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	-	-	-	-	-	8.305.520	(8.010.699)	294.821	-	294.821

Restricciones a la disposición de fondos de asociadas.

- Al 30 de junio de 2018, no existen restricciones a la disposición de fondos de asociadas.

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017:

Activos Intangibles Neto	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Activos Intangibles, Neto	34.311.145	34.236.890
Servidumbre	9.963.225	9.963.225
Programas Informáticos	24.347.920	24.273.665
Activos Intangibles Bruto	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Activos Intangibles, Bruto	76.577.263	74.627.235
Servidumbre	11.370.670	11.370.670
Programas Informáticos	65.206.593	63.256.565
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(42.266.118)	(40.390.345)
Servidumbre	(1.407.445)	(1.407.445)
Programas Informáticos	(40.858.673)	(38.982.900)



La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbre Neto	Programas Informáticos, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01-01-2018	9.963.225	24.273.665	34.236.890
Movimientos en activos intangibles identificables			
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	1.950.028	1.950.028
Amortización	-	(1.875.773)	(1.875.773)
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	74.255	74.255
Saldo final activos intangibles identificables al 30-06-2018	9.963.225	24.347.920	34.311.145

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbre Neto	Programas Informáticos, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01-01-2017	9.963.225	15.467.195	25.430.420
Movimientos en activos intangibles identificables			
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	11.985.422	11.985.422
Amortización	-	(3.178.952)	(3.178.952)
Total movimientos	-	8.806.470	8.806.470
Saldo final activos intangibles identificables al 31-12-2017	9.963.225	24.273.665	34.236.890

El valor neto de los intangibles al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Descripción	Propietario	Valor Neto 30-06-2018 M\$	Valor Neto 31-12-2017 M\$	Plazo Vigencia Meses	Plazo Residual Meses
Servidumbres de Paso	Enel Distribución Chile S.A.	9.839.394	9.839.394	Indefinido	-
	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	83.260	83.260	Indefinido	-
	Empresa de Transmisión Chena S.A.	40.571	40.571	Indefinido	-
Programas Informáticos	Enel Distribución Chile S.A.	7.219.734	5.930.801	48	1 - 48
	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	21.157	24.179	48	1 - 48
Programas Informáticos en desarrollo	Enel Distribución Chile S.A.	17.107.029	18.318.685	-	-
Total		34.311.145	34.236.890		

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 30 de junio de 2018.

No existen montos comprometidos por adquisición de activos intangibles al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017.

14. PLUSVALIA

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía comprada (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado, al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017:

Compañía	Saldo al 30-06-2018 M\$	Saldo al 31-12-2017 M\$
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	2.240.478
Total	2.240.478	2.240.478

La plusvalía por la inversión en la Subsidiaria Empresa Eléctrica de Colina Ltda., tiene su origen en la compra del 100% de las acciones de esta sociedad, con fecha septiembre de 1996. Los accionistas vendedores fueron Inversiones Saint Thomas S.A. (499.999 acciones) y Sergio Urrutia H. (1 acción), persona jurídica y natural no relacionada, ni directa ni indirectamente con Enel Distribución Chile S.A.



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 compradas permiten recuperar su valor al 30 de junio de 2018.

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Saldo al	
	30-06-2018	31-12-2017
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	853.295.120	821.234.674
Construcción en Curso	121.926.207	106.096.906
Terrenos	17.005.625	17.005.625
Edificios	4.601.304	4.238.124
Planta y Equipo	692.908.434	676.861.440
Instalaciones Fijas y Accesorios	16.853.550	17.032.579

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-06-2018	31-12-2017
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	1.390.100.400	1.342.867.192
Construcción en Curso	121.926.207	106.096.906
Terrenos	17.005.625	17.005.625
Edificios	6.578.510	6.153.867
Planta y Equipo	1.205.750.713	1.175.725.584
Instalaciones Fijas y Accesorios	38.839.345	37.885.210

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-06-2018	31-12-2017
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(536.805.280)	(521.632.518)
Edificios	(1.977.206)	(1.915.743)
Planta y Equipo	(512.842.279)	(498.864.144)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(21.985.795)	(20.852.631)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo, al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017:

Movimiento año 2018		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2018		106.096.906	17.005.625	4.238.124	676.861.440	17.032.579	821.234.674
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	33.950.215	-	-	-	988.801	34.939.016
	Traspasos	(32.306.662)	-	424.643	31.665.723	216.296	-
	Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	-	-	(516.439)
	Retiros	-	-	-	(516.439)	-	(516.439)
	Gasto por depreciación	-	-	(61.463)	(15.102.290)	(1.384.126)	(16.547.879)
	Otros incrementos (decrementos)	14.185.748	-	-	-	-	14.185.748
	Total movimientos	15.829.301	-	363.180	16.046.994	(179.029)	32.060.446
Saldo final al 30 de junio de 2018		121.926.207	17.005.625	4.601.304	692.908.434	16.853.550	853.295.120

Movimiento año 2017		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2017		95.312.304	17.006.719	4.071.126	643.315.210	15.294.370	774.999.729
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	76.732.035	-	-	-	2.296.767	79.028.802
	Traspasos	(67.442.038)	-	284.662	65.393.210	1.764.166	-
	Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	-	-	(818.893)
	Disposiciones	-	(1.094)	-	-	-	(1.094)
	Retiros	-	-	-	(795.615)	(22.184)	(817.799)
	Gasto por depreciación	-	-	(117.664)	(31.088.168)	(2.300.540)	(33.506.372)
	Otros incrementos (decrementos)	1.494.605	-	-	36.803	-	1.531.408
Total movimientos		10.784.602	(1.094)	166.998	33.546.230	1.738.209	46.234.945
Saldo final al 31 de diciembre de 2017		106.096.906	17.005.625	4.238.124	676.861.440	17.032.579	821.234.674



Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto.

a) Principales inversiones

Las inversiones corresponden a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de la misma, con el fin de mejorar la eficiencia y el nivel de calidad del servicio, de acuerdo a la reglamentación vigente y al crecimiento de la demanda eléctrica.

b) Arrendamiento operativo

Al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Pagos futuros de contratos de arrendamiento operativo	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Menor a un año	1.227.095	2.057.580
Entre un año y cinco años	5.293.302	5.315.266
Más de cinco años	595.400	590.680
Total	7.115.797	7.963.526

c) Otras informaciones

Enel Distribución Chile mantenía al 30 de junio 2018 y 31 de diciembre de 2017 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por montos de M\$67.511.536 y M\$93.505.049, respectivamente.

La Sociedad y sus subsidiarias tienen contratos de seguros para sus activos (excepto líneas de transmisión y distribución) que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€\$50, incluyéndose por éstas 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€200. Las primas asociadas a ésta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

d) Gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso

El monto capitalizado por concepto de gastos del personal relacionado directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$3.165.219 y M\$3.640.549 durante el periodo terminado al 30 de junio de 2018 y al 30 de junio de 2017, respectivamente.

e) Vidas Útiles

A continuación se presentan los principales periodos de vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

Clases de propiedades, planta y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Planta y Equipo	6 - 60
Equipo Tecnologías de información	3 - 10
Vehículos de Motor	7 - 10
Instalaciones Fijas y Accesorios	10



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

Instalaciones de transporte y distribución:	Intervalo de años de vida útil estimada
Red de alta tensión	10 - 60
Red de baja y media tensión	10 - 50
Equipos de medida y telecontrol	10 - 50
Otras instalaciones	6 - 25

No existen activos con restricciones de titularidad ni pignorados como garantía de cumplimiento de deuda al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017.

16. IMPUESTOS DIFERIDOS

a.) Los movimientos de los rubros de “Impuestos Diferidos” del Estado de Situación Financiera por los ejercicios terminados al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 son los siguientes:

	Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de Enero de 2018	Aplicación Inicial NIIF 9 (*)	Saldo Neto reexpresado al 1 de Enero de 2018	Movimientos		Saldo Neto al 30 de junio de 2018	Saldo al 30 de junio de 2018	
					Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales		Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
Impuestos diferidos de activos y pasivos Netos relativos a:	Depreciaciones	(37.531.474)	-	(37.531.474)	(2.152.620)	-	(39.684.094)	16.793	(39.700.887)
	Obligaciones por beneficios post-empleo	4.057.803	-	4.057.803	(7.791)	-	4.050.012	4.054.714	(4.702)
	Provisiones	17.750.179	1.140.534	18.890.713	(717.317)	-	18.173.396	18.173.396	-
	Provision Desmantelamiento	133.402	-	133.402	2.970	-	136.372	136.372	-
	Provisión Contingencias Civiles	3.762.771	-	3.762.771	7.518	-	3.770.289	3.770.289	-
	Provisión Contingencias Trabajadores	5.989	-	5.989	0	-	5.989	5.989	-
	Provisión cuentas incobrables	11.420.487	1.077.084	12.497.571	45.761	-	12.543.332	12.543.332	-
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	2.309.956	-	2.309.956	(766.412)	-	1.543.544	1.543.544	-
	Otras Provisiones	117.574	63.450	181.024	(7.154)	-	173.870	173.870	-
	Otros Impuestos Diferidos	(2.399.874)	-	(2.399.874)	368.877	331	(2.030.666)	3.706.156	(5.736.822)
	Ingresos Diferidos	3.031.004	-	3.031.004	348.750	-	3.379.754	3.379.754	-
	Efecto Neto Leasing	(5.677.682)	-	(5.677.682)	214.883	-	(5.462.799)	-	(5.462.799)
	Otros Impuestos Diferidos	246.804	-	246.804	(194.756)	331	52.379	326.402	(274.023)
	Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación	(18.123.366)	1.140.534	(16.982.832)	(2.508.851)	331	(19.491.352)	25.951.059	(45.442.411)
	Compensación							(25.300.876)	25.300.876
	Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación	(18.123.366)	1.140.534	(16.982.832)	-	-	(19.491.352)	650.183	(20.141.535)

(*) Ver Nora 2.1 (ii)

	Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de Enero de 2017	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Otros incrementos (decrementos)	Otros	Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	Saldo al 31 de diciembre de 2017	
								Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
Impuestos diferidos de activos y pasivos Netos relativos a:	Depreciaciones	(37.775.426)	243.952	-	-	-	(37.531.474)	15.694	(37.547.168)
	Obligaciones por beneficios post-empleo	4.357.117	(82.149)	(217.165)	-	-	4.057.803	4.063.158	(5.355)
	Provisiones	14.066.593	3.683.586	-	-	-	17.750.179	17.750.179	-
	Provision Desmantelamiento	127.653	5.749	-	-	-	133.402	133.402	-
	Provisión Contingencias Civiles	1.433.216	2.329.556	-	-	-	3.762.772	3.762.772	-
	Provisión Contingencias Trabajadores	-	5.989	-	-	-	5.989	5.989	-
	Provisión cuentas incobrables	10.299.843	1.120.643	-	-	-	11.420.486	11.420.486	-
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	2.090.998	218.959	-	-	-	2.309.957	2.309.957	-
	Otras Provisiones	114.883	2.690	-	-	-	117.573	117.573	-
	Otros Impuestos Diferidos	(701.207)	(1.972.031)	(494)	273.858	-	(2.399.874)	3.552.162	(5.952.036)
	Ingresos Diferidos	2.932.498	98.506	-	-	-	3.031.004	3.031.004	-
	Efecto Neto Leasing	(3.823.944)	(1.853.738)	-	-	-	(5.677.682)	-	(5.677.682)
	Otros Impuestos Diferidos	190.239	(216.799)	(494)	273.858	-	246.804	521.158	(274.354)
	Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación	(20.052.923)	1.873.358	(217.659)	273.858	-	(18.123.366)	25.381.193	(43.504.559)
	Compensación							(24.718.374)	24.718.374
	Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación	(20.052.923)	1.873.358	(217.659)	273.858	-	(18.123.366)	662.819	(18.786.185)



b.) Compensación de partidas

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades grabadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas.

c.) Cambio de tasa

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

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

Asimismo, la referida Ley 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.

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

El Grupo Enel Distribución Chile no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las asociadas, en las que la posición de control que ejerce sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo.

El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en asociadas, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2018 asciende a M\$2.898.390 (M\$2.726.779 al 31 de diciembre de 2017).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles al 30 de junio de 2018 y 2017.

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

País	Período
Chile	2015 -2017

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva.

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



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

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de junio de 2018			30 de junio de 2017		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos financieros disponibles para la venta	(1.197)	331	(866)	2.084	(562)	1.522
Cobertura de flujo de caja	911.299	933.224	1.844.523	(799.409)	881.379	81.970
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	910.102	933.555	1.843.657	(797.325)	880.817	83.492

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance y resultados integrales durante los ejercicios terminados al 30 de junio de 2018 y 30 de junio de 2017, es la siguiente.

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance y resultados Integrales	30 de junio de 2018 M\$	30 de junio de 2017 M\$
Balance: total de incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones continuas	331	(562)
Impuesto diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos, derivados)	933.224	881.379
Patrimonio: Total de impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	933.555	880.817

17. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de este rubro al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	Saldo al 30 de junio de 2018		Saldo al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Línea de crédito	-	-	14	-
Total	-	-	14	-

El Grupo no tiene Obligaciones Garantizadas al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017.

17.1 Deuda de cobertura

Al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, no hay deuda del Grupo en dólares, que esté relacionada a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (ver Nota N°3.I).

Los saldos mantenidos al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, que se incluyen dentro del rubro "Patrimonio Neto: Reservas de cobertura", corresponden a diferencias de cambio reconocidos por créditos con Enel Chile S.A. hasta junio de 2011, que se incluyen en otras reservas (ver Nota N°24.4).

Reservas de coberturas de flujo de caja	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Saldo en reservas por pasivos al inicio del ejercicio	3.508.344	2.581.654
Imputación de diferencias de cambio a ingresos	1.844.523	926.690
Saldo en reservas por revaluación de activos y pasivos al final del periodo	5.352.867	3.508.344



18. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Enel Distribución Chile está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo.
- Se definen mercados y productos en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo, en coherencia con la estrategia, y se opera bajo los criterios y límites aprobados por las entidades internas correspondientes.
- Se desarrollan y aplican controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las operaciones se realizan según las políticas, normas y procedimientos establecidos.

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.

Al 30 de junio de 2018, Enel Distribución Chile no mantiene deuda bancaria.

18.2 Riesgo de tipo de cambio.

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

- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo adquisición de materiales asociados a proyectos, pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.

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

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a forwards de tipo de cambio.

18.3 Riesgo de liquidez.

Enel Distribución Chile puede mantener una liquidez adecuada a través de la contratación de facilidades crediticias 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.

Al 30 de junio de 2018, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$3.318.868, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2017, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$42.594.389, en efectivo y otros medios equivalentes.



18.4 Riesgo de crédito.

Enel Distribución Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito. Además, en la administración y control de la deuda contraída por los clientes, se aplica un procedimiento formal para controlar el riesgo de crédito, a través de la evaluación sistemática de los clientes, tanto en el otorgamiento como en el seguimiento.

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 antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente.

Activos de carácter financiero: Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificaciones investment grade, considerando las 3 principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

18.5 Medición del riesgo.

Enel Distribución Chile hace seguimiento de sus derivados y de posiciones de deuda, si las hubiere, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

19. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

19.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.

El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Detalle	Saldo al		
	30 de junio de 2018		
	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta
	M\$	M\$	M\$
Otros activos de carácter financieros	61.491	185.009.943	-
Total corrientes	61.491	185.009.943	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	25.582
Otros activos de carácter financieros	-	34.510.449	-
Total no corrientes	-	34.510.449	25.582
Total	61.491	219.520.392	25.582

Detalle	Saldo al		
	31 de diciembre de 2017		
	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta
	M\$	M\$	M\$
Otros activos de carácter financieros	61.887	201.811.034	-
Total corrientes	61.887	201.811.034	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	26.806
Otros activos de carácter financieros	-	34.272.234	-
Total no corrientes	-	34.272.234	26.806
Total	61.887	236.083.268	26.806



El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Detalle	Saldo al	
	30 de junio de 2018	31 de diciembre de 2017
	Préstamos y cuentas por pagar	Préstamos y cuentas por pagar
	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	14
Otros pasivos de carácter financieros	185.003.322	381.771.638
Total corrientes	185.003.322	381.771.652
Otros de carácter pasivo financieros	121.027.172	27.182
Total no corrientes	121.027.172	27.182
Total	306.030.494	381.798.834

19.2 Jerarquías del Valor Razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota N°3.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Saldo al	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos Financieros	30-06-2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros disponibles para la venta no corrientes	25.582	25.582	-	-
Total	25.582	25.582	-	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Saldo al	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos Financieros	31-12-2017	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros disponibles para la venta no corrientes	26.806	26.806	-	-
Total	26.806	26.806	-	-

20. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTE

El desglose de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Cuentas por Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Saldo al			
	30-06-2018	31-12-2017	30-06-2018	31-12-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
	Corrientes		No corrientes	
Acreedores comerciales	69.881.407	91.209.336	-	-
Otras cuentas por pagar	81.249.257	98.248.740	27.172	27.182
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	151.130.664	189.458.076	27.172	27.182



El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por pagar al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Cuentas por Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Saldo al	
	30-06-2018	31-12-2017
	M\$	M\$
	Corrientes	
Proveedores compra de energía (*)	69.881.407	91.209.336
Cuentas por pagar bienes y servicios	57.127.747	72.463.055
IVA Débito Fiscal	12.341.012	12.901.688
Acreedores moneda nacional	2.578.183	992.800
Cuentas por pagar al personal	5.353.000	8.246.564
Dividendos por pagar	866.828	739.379
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	2.783.735	2.694.336
Otras cuentas por pagar	198.752	210.918
Total Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	151.130.664	189.458.076

(*) Enel Distribución Chile S.A., al 30 de Junio de 2018 ha reconocido una provisión de menores costos por M\$ -5.759.422 (M\$ 4.501.709 por el ejercicio 2017), producto de la variabilidad del tipo de cambio y de retrasos en la publicación de los decretos de precio nudo de corto plazo (PNCP), decretos de precio nudo promedio (PNP), reliquidaciones de cargo único y otros cargos regulados, en consistencia con los decretos de tarifas de los distintos segmentos de transmisión y distribución, del Ministerio de Energía.

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota N°18.3.

Información adicional estadística requerida, taxonomía XBRL (Ver Anexo N°6 "Detalle Vencimiento de Proveedores").

21. PROVISIONES

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Provisiones	Saldo al		Saldo al	
	30-06-2018	31-12-2017	30-06-2018	31-12-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
	Corrientes		No corrientes	
Provisión de reclamaciones legales	-	-	13.964.035	13.936.190
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	505.083	494.080
Total	-	-	14.469.118	14.430.270

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones durante el periodo al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial 01-01-2018	13.936.190	494.080	-	14.430.270
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (*)	931.574	-	-	931.574
Reversión de Provisión No Utilizada (**)	(903.729)	-	-	(903.729)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	11.003	-	11.003
Total Movimientos en Provisiones	27.845	11.003	-	38.848
Saldo al 30-06-2018	13.964.035	505.083	-	14.469.118



Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Saldo Inicial 01-01-2017	5.308.207	472.787	104	5.781.098
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	11.840.322	-	(104)	11.840.218
Provisión Utilizada	(2.499.851)	-	-	(2.499.851)
Reversión de Provisión No Utilizada (**)	(712.488)	-	-	(712.488)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	21.293	-	21.293
Total Movimientos en Provisiones	8.627.983	21.293	(104)	8.649.172
Saldo al 31-12-2017	13.936.190	494.080	-	14.430.270

(*) Esta cifra contiene básicamente provisiones por multas emitidas por la SEC, mayor detalle (ver Nota N°35 b).

(**) Corresponde a reversos de provisiones por litigios.

22. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

22.1 Aspectos Generales:

El Grupo Enel Distribución Chile, otorga diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o 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 N°3.k.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 periodo mínimo de 5 años.

Suministro energía eléctrica: El beneficiario recibe una bonificación mensual entregada a los empleados, 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 junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

Detalle	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	28.602.798	28.412.505
Total Pasivo	28.602.798	28.412.505
Total Obligaciones Post empleo, neto	28.602.798	28.412.505



- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Valor presente de las Obligaciones post empleo y similares	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2017	29.655.884
Costo del Servicio Corriente.	639.797
Costo por Intereses.	1.330.101
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(719.576)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(84.737)
Beneficios pagados	(2.233.114)
Transferencia de personal	(175.850)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	28.412.505
Costo del Servicio Corriente.	292.586
Costo por Intereses.	676.285
Beneficios Pagados	(796.823)
Transferencia de personal.	18.245
Valor Presente de las Obligaciones post empleo y similares al 30 de junio de 2018	28.602.798

- c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales de las operaciones continuadas y discontinuadas al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 son los siguientes:

Total Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados Integrales	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	295.586	159.949
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	676.285	332.525
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	971.871	492.474

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 junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017:

Hipótesis Actuariales Principales Utilizadas en Planes de Beneficios Definidos	Chile	
	30-06-2018	31-12-2017
Tasas de descuento utilizadas	5,0%	4,7%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,0%	4,0%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de Rotación	4,6%	4,6%

Sensibilización

Al 30 de junio de 2018, 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\$2.183.073 (M\$2.365.010 a diciembre 2016) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$2.346.095 (M\$2.572.712 a diciembre 2016) en caso de una baja de la tasa.

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$1.925.409.



Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo Enel Distribución Chile corresponde a 8,76 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	1.925.409
2	2.416.881
3	2.210.108
4	2.227.297
5	2.189.473
6 a 10	11.070.879

23. OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS NO CORRIENTES

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	Saldo al	
	30-06-2018	31-12-2017
	M\$	M\$
Aportes Financieros reembolsables	306.333	309.776
Total	306.333	309.776

24. PATRIMONIO

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 el capital social de Enel Distribución Chile S.A. asciende a la suma de M\$230.137.980 y está representado por 1.150.742.161 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile y Bolsa Electrónica de Chile.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurridas en los años 2000 y 1999. En el primer caso el sobreprecio ascendió a M\$13.587, mientras que en el segundo el monto alcanzó los M\$340.633.

Con fecha 1 de Marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enel Distribución Chile. Lo anterior significó una disminución del capital social y de la prima de emisión de M\$137.790.702 y M\$212.082 respectivamente.

El Grupo durante el periodo terminado al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2016, no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

24.1.2 Dividendos

En Sesión de Directorio de fecha 30 de noviembre de 2016, se acordó distribuir a contar del 27 de enero de 2017, un dividendo provisorio de \$14,25043 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2016.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 25 de abril de 2017, se acordó distribuir a contar del 26 de mayo de 2017, un dividendo definitivo de \$108,71300 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2016.

En Sesión de Directorio de fecha 28 de Noviembre de 2017, se acordó distribuir a contar del 26 de enero de 2018, un dividendo provisorio de \$11,18051 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2017.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 24 de abril de 2018, se acordó distribuir a contar del 18 de mayo de 2018, un dividendo definitivo de \$16,20600 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2017.



El detalle de los Dividendos pagados es el siguiente:

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de Pago	Pagos por Acción	Imputado al Ejercicio
32	Provisorio	27/01/2017	14,25043	2016
33	Definitivo	26/05/2017	108,71300	2016
34	Provisorio	26/01/2018	11,18051	2017
35	Definitivo	18/05/2018	16,20600	2017

24.2 Restricciones a la disposición de fondos de las Subsidiarias

Al 30 de junio de 2018, no existen restricciones a la disposición de fondos de subsidiarias.

24.3 Gestión del capital

El objetivo de la Compañía es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

24.4 Otras Reservas

Al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

Detalle	Saldo al 1 de enero de 2018 M\$	Movimientos 2018 M\$	Saldo al 30 de junio de 2018 M\$
Cobertura flujo de caja	3.508.344	1.844.523	5.352.867
Activos financieros disponibles para la venta	11.554	(866)	10.688
Otras reservas varias (*)	(319.587.445)	-	(319.587.445)
TOTAL	(316.067.547)	1.843.657	(314.223.890)

Detalle	Saldo al 1 de enero de 2017 M\$	Movimientos 2017 M\$	Saldo al 30 de junio de 2017 M\$
Cobertura flujo de caja	2.581.654	81.970	2.663.624
Activos financieros disponibles para la venta	10.211	1.522	11.733
Otras reservas varias (*)	(319.587.445)	-	(319.587.445)
TOTAL	(316.995.580)	83.492	(316.912.088)

(*) A continuación se presenta el desglose de Otras Reservas Varias:

Otras reservas Varias	Saldo al 30-06-2018 M\$	Saldo al 30-06-2017 M\$
Reserva por reestructuración societaria (Spin-off) (1)	(286.345.743)	(286.345.743)
Reservas APV transición a NIIF (2)	(34.796.590)	(34.796.590)
Otras reservas varias	1.554.888	1.554.888
Saldo Final	(319.587.445)	(319.587.445)

(1) Reserva por la reestructuración societaria: Representa el efecto generado por la división de Enel Distribución Chile y la asignación del negocio fuera de Chile en Enel Américas, incluye los efectos por los impuestos en Perú que debió cancelar Enel Distribución S.A. como consecuencia de esta operación.

(2) Reserva de transición a las NIIF: Estas reservas, que están asociadas a la transición a NIIF de Enel Distribución Chile S.A., se refieren fundamentalmente a:

- I. En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N°456 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.



II. Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común.

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

- **Reservas de cobertura:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Nota N°3.f.5).
- **Otras reservas varias en el patrimonio:** Los saldos incluidos en este rubro corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:

(i) En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N°456 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cabe mencionar que si bien es cierto la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Enel Generación Chile S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista en el párrafo 24 a) de la NIIF 1 “Adopción por primera vez”.

(ii) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 “Adopción por primera vez”).

24.5 Participaciones no controladoras

Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.

Las disminuciones que se presentan en este epígrafe corresponden principalmente a las participaciones de no controladoras sobre los dividendos declarados por las sociedades consolidadas.



25. INGRESOS

El detalle de este rubro de las Cuentas de Resultados Consolidadas al 30 de junio 2018 y 30 de junio de 2017, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$
Ventas de energía	566.313.552	589.592.656
Venta de electricidad Residencial	209.034.084	218.719.785
Venta de electricidad Comercial	189.998.101	193.707.423
Venta de electricidad Industrial	104.744.898	111.625.518
Otros Consumidores	62.536.469	65.539.930
Otras ventas	5.643.102	5.220.865
Ventas de productos y servicios	5.643.102	5.220.865
Otras prestaciones de servicios	32.204.929	63.475.956
Peajes de transmisión y transporte	8.156.307	33.607.608
Proyectos en infraestructura	6.094.197	7.817.209
Arriendo equipos de medida	2.563.288	2.395.874
Instalaciones específicas y redes	4.649.786	7.649.225
Alumbrado público	4.903.300	6.817.504
Otras prestaciones	5.838.051	5.188.536
Total Ingresos de actividades ordinarias	604.161.583	658.289.477
Otros Ingresos por naturaleza		
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	936.706	1.077.353
Cancelación fuera de plazo de facturación	417.787	761.553
Recuperación deuda castigada	28.015	98.756
Recupero Daños Materiales Viento/LLuvia y Nieve 2017	985.806	-
Otros Ingresos	540.315	382.878
Total Otros ingresos por naturaleza	2.908.629	2.320.540

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de este rubro de las Cuentas de Resultados al 30 de junio 2018 y 30 de junio de 2017, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$
Compras de energía	(451.698.906)	(471.648.038)
Gastos de transporte peajes de electricidad	(4.911.130)	(30.969.050)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(15.845.688)	(21.279.549)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(472.455.724)	(523.896.637)

27. GASTOS DE PERSONAL

La composición de estas partidas al 30 de junio de 2018 y 30 de junio de 2017, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(14.061.784)	(18.784.115)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(292.586)	(319.898)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(1.712.960)	(1.819.569)
Otros gastos de personal	(362.671)	(1.067.021)
Total	(16.430.001)	(21.990.603)



28. DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2018 y 30 de junio de 2017, es el siguiente:

Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	Saldo al	
	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$
Depreciaciones	(16.547.877)	(16.095.783)
Amortizaciones	(1.875.773)	(1.469.317)
Subtotal	(18.423.650)	(17.565.100)
Pérdidas por deterioro (*)	(1.423.814)	(3.557.308)
Total	(19.847.464)	(21.122.408)

(*) La pérdida corresponde a la provisión de deterioro de cuentas por cobrar (ver Nota N°7.c).

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio 2018 y 30 de junio de 2017, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$
Arrendamientos y cánones	(1.247.204)	(1.448.651)
Reparaciones y conservación	(9.281.190)	(4.271.114)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(8.737.872)	(8.070.033)
Indemnizaciones y multas	(242.294)	(37.212)
Primas de seguros	(366.941)	(371.073)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(448.388)	(654.501)
Tributos y tasas	(709.794)	(615.113)
Otros suministros y servicios	(8.754.995)	(8.660.480)
Gasto de medio ambiente	(2.757.464)	(589.714)
Total otros gastos por naturaleza	(32.546.142)	(24.717.891)



30. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del resultado financiero al 30 de junio 2018 y 30 de junio de 2017, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$
Efectivo y otros medios equivalentes	996.697	1.113.367
Ingresos financieros empresas relacionadas	1.097	-
Otros ingresos financieros	4.804.157	4.836.326
Total Ingresos Financieros	5.801.951	5.949.693

Costos financieros y Otros	Saldo al	
	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$
Costos Financieros	(3.434.388)	(2.789.834)
Préstamos bancarios	(5.374)	(13.236)
Provisiones financieras	(11.003)	(10.529)
Gasto por beneficios post empleo	(676.285)	(665.051)
Gastos financieros empresas relacionadas	(2.663.083)	(2.059.189)
Otros costos financieros	(78.643)	(41.829)
Resultado por unidades de reajuste	794.957	194.149
Diferencias de cambio	113.551	(124.163)
Total Resultado Financiero	3.276.071	3.229.845

Diferencia de cambio y unidad de reajuste:

Resultado por Unidades de Reajuste	Saldo al	
	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	658.671	93.760
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	129.855	100.389
Otras provisiones	6.431	-
Total Resultado por Unidades de Reajuste	794.957	194.149

Diferencias de Cambio	Saldo al	
	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	13.498	(18.100)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	117.720	5.531
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(17.651)	(110.463)
Otros pasivos no financieros	(16)	(1.131)
Total Diferencias de Cambio	113.551	(124.163)



31. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “Resultado antes de Impuestos” y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Consolidados correspondientes, entre el 1 de enero al 30 de junio de 2018 y 30 de junio de 2017:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	30-06-2018 M\$	30-06-2017 M\$
(Gasto) Ingreso por Impuestos Corrientes	(15.470.047)	(18.950.746)
Ajustes al Impuesto Corriente del período Anterior	(103.572)	(164.024)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(1.129.238)	(1.736.470)
Ingreso (Gasto) por Impuestos Corrientes, Neto, Total	(16.702.857)	(20.851.240)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(2.514.538)	2.880.711
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	5.687	-
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	(2.508.851)	2.880.711
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(19.211.708)	(17.970.529)

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	30-06-2018 M\$	30-06-2017 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTO	72.232.171	75.907.335
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(19.502.685)	(19.356.370)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	71.482	1.506.662
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(2.445.487)	(2.412.860)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(103.572)	(164.025)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	5.687	-
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	2.762.867	2.456.064
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	290.977	1.385.841
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(19.211.708)	(17.970.529)

Conciliación de la tasa impositiva media efectiva y la tasa impositiva aplicable	30-06-2018	30-06-2017
Tasa Impositiva Legal	(27,00%)	(25,50%)
Efecto de la tasa impositiva de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	0,10%	1,98%
Efecto de la tasa impositiva de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(3,39%)	(3,18%)
Efecto de la tasa impositiva de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,14%)	0,22%
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	0,01%	-
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	3,82%	3,24%
Total ajustes a la Tasa Impositiva aplicable	0,40%	2,26%
Tasa Impositiva Efectiva	(26,60%)	(23,24%)

32. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

La Sociedad opera principalmente con un segmento de distribución de energía eléctrica y sus otros ingresos representan aproximadamente el 5,2% y 5,66%, al 30 de junio de 2018 y 2017 respectivamente, del total de ingresos.

33. GARANTÍAS OBTENIDAS DE TERCEROS Y OTROS COMPROMISOS

Al 30 de junio de 2018 Enel Distribución Chile S.A. tiene compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$13.064.733, (M\$12.554.785) al 31 de diciembre de 2017.



33.1 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios los litigios más relevantes de Enel Distribución Chile S.A. son los siguientes:

a) Juicios pendientes

a.1) Juicios de Enel Distribución Chile S.A. y Subsidiarias

Hay los siguientes juicios pendientes y relevantes de Enel Distribución Chile S.A.

1.- Demanda de indemnización de perjuicios interpuesta por la abogada doña Nicole Vasseur Porcel, en representación convencional de doña Camila Paz Castillo Abarca, de su hija menor de edad doña Kimora Belén Fernández Castillo y de doña María Graciela Rodríguez Mundaca, por la que piden que Enel Distribución Chile S.A. sea condenada al pago de la suma de M\$600.000.- (M\$200.000.- por cada una) por el daño moral sufrido a consecuencia de la muerte de su conviviente, padre e hijo, respectivamente, don Patricio Javier Fernández Rodríguez (Q.E.P.D.), ocurrido el día 21 de febrero de 2012 a consecuencia de las lesiones sufridas por la caída de sobre su cuerpo de un poste de alumbrado público luego de que un camión que transitaba por el lugar enganchara los cables del tendido eléctrico adosados a tal poste y lo hiciera caer. Con fecha 24 de febrero de 2016 se solicitó el abandono del procedimiento y el desarchivo de la causa. El 2 de marzo de 2016 el tribunal ordenó el desarchivo, estando pendiente pronunciarse sobre el abandono del procedimiento. Con fecha 10 de junio de 2016 se tiene por desarchivada la causa y se da traslado al incidente de abandono del procedimiento, el cual se mantiene suspendido a la espera que se resuelva respecto del mismo. Con fecha 24 de febrero de 2016, la parte demandada interpuso incidente de abandono del procedimiento (junto a la suspensión del procedimiento y el desarchivo), ante el cual la demandante no efectuó presentación alguna. Pendiente resolución del abandono del procedimiento.

2.- Demanda de indemnización de perjuicios interpuesta por doña Evelyn del Carmen Molina González, actuando por sí y en representación de sus hijas menores de edad Maite Alué y Daniela Anaís, ambas Letelier Molina, por la que piden que Enel Distribución Chile S.A. y su contratista Sociedad de Servicios Personales para el Área Eléctrica Limitada, sean condenadas solidariamente al pago de la suma total de M\$2.000.000.- (M\$1.000.000.- para la primera y M\$500.000.- para cada una de las dos últimas) por el daño moral sufrido a consecuencia de la muerte de su cónyuge y padre, respectivamente, don David Letelier Riveros (Q.E.P.D.), ocurrido el día 25 de mayo de 2013, a consecuencia de las lesiones sufridas luego de que con motivo de recibir una descarga eléctrica cayó desde altura de un poste de alumbrado público en el que trabajaba. Se opusieron excepciones dilatorias, las que aún no son resueltas por el tribunal, y se está a la espera de que la demanda sea legalmente notificada a la codemandada la indicada Sociedad de Servicios Personales para el Área Eléctrica Limitada. Con fecha 04 de julio de 2016 se solicita al tribunal resolver respecto de la excepción dilatoria pendiente (ineptitud del libelo), formulada por Enel Distribución Chile S.A. en presentación de 06 de noviembre de 2014. El 13 de septiembre de 2016 las demandadas presentaron dúPLICAS. El 25 de octubre de 2016 citó a las partes a Comparendo de Conciliación, el cual tuvo lugar el 05 de diciembre de 2016, sin que se materializara acuerdo. Con fecha 27 de enero de 2017 se recibe la causa a prueba. Terminado el término probatorio, con fecha 27 de Junio de 2017, el Tribunal tiene por presentadas las observaciones a la prueba. El 12 de septiembre de 2017 se cita a las partes a oír sentencia, presentándose por las demandadas recurso de reposición en contra de dicha resolución, recurso que se encuentra pendiente de resolverse. Se dicta sentencia con fecha 07 de noviembre de 2017, la cual condena solidariamente a SSPAEL Ltda y a Enel Distribución Chile S.A. a pagar la suma de M\$90.000.- por concepto de daño moral a los demandantes, más reajustes y costas. El 24 de noviembre de 2017 Enel Distribución Chile S.A. presenta recurso de apelación en contra de la sentencia, elevándose los antecedentes a la I.C.A. de Santiago el día 4 de diciembre de 2017, causa en relación desde el 20 de diciembre de 2017.

3.- Demanda de indemnización de perjuicios interpuesta por Ximena Acevedo Herrera y otros, Benjamín Jiménez Acevedo, Francisco Jiménez Acevedo, Nancy Garrido Muñoz, Juan Carlos Jiménez Rocuant, Carolina Jiménez Garrido y de Natalia Jiménez Garrido por la que piden que Ingeniería Eléctrica Azeta Ltda y Enel Distribución Chile S.A. sean condenadas al pago de la suma total de M\$878.226.- (M\$28.226.- por lucro cesante, y M\$850.000. por el daño moral sufrido) a consecuencia de la muerte de su cónyuge, padre, hijo y hermano, don Juan Pablo Jiménez Garrido (Q.E.P.D.), ocurrido el día 22 de febrero de 2013 a consecuencia de un traumatismo encefalocraneano por bala sin salida de proyectil. Se demandó a Enel Distribución Chile S.A. en su calidad de mandante de Azeta. Está terminado el periodo de discusión. Con fecha 23 de noviembre de 2017, el tribunal advirtiendo un error, invalida la audiencia de conciliación, por lo cual la citación a la misma está pendiente de notificación, ante lo cual la demandante interpone recurso de reposición con apelación en subsidio en contra de esta resolución, concediéndose este último. Con fecha 29 de mayo de 2018 la I.C.A. de Santiago confirma la resolución que declara la nulidad de la audiencia de conciliación. El 31 de mayo de 2018 la demandante solicita



nulidad de la vista de la causa debido al impedimento de concurrir a alegar por fuerza mayor, evacuando el traslado Enel con fecha 15 de junio de 2018, estando pendiente de resolución.

4.- Demanda de indemnización de perjuicios interpuesta por Víctor Hugo Coronado González; Francia Magali Bustos Uribe, ambos por sí y en representación legal de su hija menor de edad Nicolson Rocío Coronado Bustos y de Víctor Ignacio Coronado Bustos, por la que piden que Enel Distribución Chile S.A. sea condenada al pago de la suma de M\$704.860.- (M\$264.860. por lucro cesante y M\$440.000 por daño moral), debido al accidente ocurrido el día 22 de junio de 2015 y que afectó a Víctor Hugo Coronado González, quien recibió una descarga eléctrica y resultó con severas lesiones. Enel Distribución Chile S.A. presenta excepciones dilatorias el 18 de agosto de 2017, evacuándose el traslado por la demandante el 29 del mismo mes, las cuales finalmente son rechazadas, apelando Enel Distribución Chile S.A. con fecha 30 de octubre de 2017. Con fecha 06 de Noviembre Enel Distribución Chile S.A. contesta la demanda. Con fecha 12 de diciembre se evacúa la réplica y el 29 del mismo mes la dúplica. El 15 de enero de 2018 se lleva a cabo la audiencia de conciliación, donde no hay acuerdo. El 30 de enero de 2018 se recibe la causa a prueba, las partes reponen, resolviéndose los recursos el 19 de abril de 2018. El 11 de mayo se rinde la prueba testimonial de la demandante, quien además a acompañado diversos documentos. El 14 de mayo se rinde prueba testimonial de Enel. Con fecha 24 y 25 de mayo de 2018 las partes presentan sus observaciones a la prueba rendida. El 06 de junio de 2018 se resuelve entorpecimiento a favor de Enel, en virtud del cual sus testigos podrán declarar, ante lo cual la demandante interpone recurso de apelación, pendiente de resolución.

5.- Demanda colectiva promovida por el Servicio Nacional del Consumidor (SERNAC), por presunta vulneración al interés colectivo y difuso de los consumidores previsto en la Ley de Protección del Consumidor, por la cual solicitan que Enel Distribución Chile S.A., sea multada por infracción a la ley mencionada, y además sea condenada al pago de las indemnizaciones de perjuicios causados a los todos los consumidores producto de la interrupción de suministro que afectó a gran parte de la zona de distribución de la Región Metropolitana a raíz del frente de mal tiempo, específicamente nevazón, del mes de julio de 2017. Al respecto, cabe indicar que con fecha 13 de noviembre de 2017 Enel Distribución contesta la demanda. El pronóstico de resultado es remoto, habida consideración de los antecedentes que se manejan. Cabe mencionar que en esta causa la cuantía es indeterminada. Se hicieron parte 35 nuevos consumidores. Pendiente la citación a audiencia de conciliación.

6.- Mediante Resolución Exenta N° 21036 de fecha 03 de noviembre de 2017 la SEC confirmó la multa impuesta a Enel Distribución Chile S.A. por 35.611 Unidades Tributarias Mensuales, al resolver desfavorablemente el Recurso de Reposición interpuesto con fecha 14 de enero de 2016, en contra de la Resolución Exenta N°11.750 de 29 de diciembre de 2015. Lo anterior, por estimar que Enel Distribución Chile S.A. excedió reiteradamente los índices de continuidad de suministro establecidos en la ley, en el período 2013-2014. En contra de la referida resolución Enel Distribución Chile S.A. presentó Recurso de Reclamación ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 28 de noviembre de 2017, Ingreso Corte N°14013-2017. Con fecha 17 de enero de 2018 se declaró admisible el Recurso y la Corte solicitó que la SEC informara al respecto. El 3 de febrero de 2018 la SEC evacuó el informe. Con fecha 28 de febrero de 2018 solicitamos a la Corte un término probatorio, a lo cual accedió con fecha 22 de marzo de 2018, fijando como único hecho a probar "Efectividad que existe error en el cálculo de la cuantía de la multa impuesta, derivado de la existencia del Oficio Circular N°2990 de 2007 de la Superintendencia de Electricidad y Combustible". El 29 de marzo de 2018 acompañamos documentos en parte de prueba. El 17 de mayo de 2018 se designa perito, cargo aceptado el 11 de junio de 2018.

7.- Mediante Resolución Exenta N°21.129 de fecha 9 de noviembre de 2017 la SEC confirmó la multa impuesta a Enel Distribución Chile S.A. por 2.000 Unidades Tributarias Mensuales, al resolver desfavorablemente el Recurso de Reposición interpuesto con fecha 20 de diciembre de 2016, en contra de la Resolución Exenta N°16.475 de 7 de diciembre de 2016. Lo anterior, por estimar que Enel Distribución Chile S.A. incumplió su obligación de mantener sus instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas y las cosas, respecto a la falla ocurrida en la subestación Lord Cochrane con fecha 17 de abril de 2016. En contra de la referida resolución Enel Distribución Chile S.A. presentó Recurso de Reclamación ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 1 de diciembre de 2017, Ingreso Corte N° 14207-2017. Con fecha 10 de enero de 2018 la Corte dio traslado a la SEC para que informara al respecto. El 8 de marzo de 2018 la SEC evacuó el informe. En relación el 6 de abril de 2018. Vista de la causa el 27 de abril de 2018, la cual queda en acuerdo. El 14 de junio de 2018 se dicta fallo favorable para Enel, apelando la SEC el 26 de junio de 2018.

La Gerencia considera que las provisiones registradas en el Estado de Situación Financiera Consolidados Intermedio adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes 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.



b) Juicios u otras acciones legales

Al 30 de junio de 2018, existen otras demandas en contra de la Compañía por indemnización de perjuicios, cuyos efectos la Gerencia estima que no son significativos, basado en los informes de sus asesores legales y el hecho que la Compañía ha contratado seguros que cubren este tipo de eventos, realizándose las provisiones correspondientes.

En relación a los litigios anteriormente descritos, de los cuales solo algunos califican como pérdida probable, el grupo ha realizado una provisión de M\$2.045.831 al 30 de junio de 2018. Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas (ver Nota N°21), pero que no se describen en esta nota porque individualmente representan montos de menor cuantía. La Gerencia considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios y arbitrajes, 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.

c) Otras Informaciones

a) Durante la noche del 16 de junio 2017, un temporal de lluvia y viento afectó a la región metropolitana. Este frente de mal tiempo ocasionó caídas de árboles y ganchos, voladuras de techumbres, caídas de avisos publicitarios y otros objetos sobre las redes eléctricas, afectando el suministro de nuestros clientes.

Producto de los efectos que tuvo el temporal, se aplicaron automáticamente las compensaciones establecidas por la Ley cuando las interrupciones de suministro superan las 20 horas en un año móvil, reflejándose en las cuentas en el mes siguiente o subsiguiente de acuerdo a los ciclos de facturación.

Además, la Compañía entregó una bonificación adicional y extraordinaria a todos los clientes residenciales que superaron las 24 horas sin suministro, a los cuales se les abonó en los procesos de facturación con un tope de \$25.000, equivalente al consumo promedio de un cliente (240kWh/mes). La rebaja en la facturación de esta bonificación adicional ascendió a M\$590.796.

Con fecha 11 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) aplicó a Enel Distribución Chile una multa de 70.000 Unidades Tributarias Mensuales (UTM), relacionada con este evento climático (ver Nota N°36 b).

b) Durante la noche del pasado 15 de julio de 2017, una nevazón extraordinaria afectó a la región metropolitana, este frente de mal tiempo ocasionó caídas de árboles y ganchos, caídas de avisos publicitarios y otros objetos sobre las redes eléctricas, afectando el suministro de nuestros clientes.

Producto de los efectos que tuvo el temporal, se aplicaron automáticamente las compensaciones establecidas por la Ley, reflejándose en las cuentas en el mes siguiente o subsiguiente de acuerdo a los ciclos de facturación.

Además la compañía entregó una bonificación extraordinaria para todos los clientes residenciales que continuaban sin suministro el día domingo 16 de julio de 2017 a las 20:00 horas. A quienes cumplieron esta condición, se les abonó el consumo del mes de mayo, con un máximo de \$25.000 (equivalente al consumo de un cliente promedio de la compañía), por cada noche sin suministro. La rebaja en la facturación de esta bonificación adicional ascendió a M\$2.775.069.

Con fecha 29 de diciembre de 2017, la SEC aplicó 3 multas a Enel Distribución Chile S.A., por un total de 110.000 UTM, relacionadas con este evento climático, (ver Nota N°35 b2;3;4).



34. DOTACION

La distribución del personal de Enel Distribución Chile, incluyendo la información relativa a las subsidiarias, al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

País	30-06-2018			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	11	629	44	684
Total	11	629	44	684

País	31-12-2017			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	19	605	45	669
Total	19	605	45	669

35. SANCIONES

a) Directores o administradores

Al primer semestre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, los directores o administradores no han sido afectados por sanciones de ninguna naturaleza por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros (en adelante "SVS", actualmente Comisión para el Mercado Financiero de Chile), o de otras autoridades administrativas.

b) Enel Distribución Chile S.A. y Subsidiarias

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios las sanciones son los siguientes:

1.- Mediante Resolución Exenta N°19.939 de fecha 11 de agosto de 2017, la SEC aplicó una multa de 70.000 Unidades Tributarias Mensuales, por la demora de más de 20 horas en la reposición del suministro de 23.359 clientes Lo anterior, respecto al frente de mal tiempo ocurrido el día 16 de junio de 2017. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile S.A. interpuso Recurso de Reposición (pendiente de resolución).

2.- Mediante Resolución Exenta N°21788 de fecha 29 de diciembre de 2017 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 80.000 Unidades Tributarias Mensuales, por mantener a más de 100.000 clientes sin suministro por un período superior a 20 horas, en relación al corte de suministro ocurrido el 15 de julio de 2017 (evento de la Nevazón). En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile S.A. presentó recurso de reposición (pendiente de resolución).

3.- Mediante Resolución Exenta N°21789 de fecha 29 de diciembre de 2017 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 20.000 Unidades Tributarias Mensuales, por entregar información errónea al ente fiscalizador respecto a la reposición del suministro, en relación al corte de suministro ocurrido el 15 de julio de 2017 (evento de la Nevazón). En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile S.A. presentó recurso de reposición (pendiente de resolución).

4.- Mediante Resolución Exenta N°21790 de fecha 29 de diciembre de 2017 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 10.000 Unidades Tributarias Mensuales, por estimar que Enel Distribución Chile S.A. no brindó un servicio de atención comercial adecuado y oportuno en relación al corte de suministro ocurrido el 15 de julio de 2017 (evento de la Nevazón), lo que se traduciría en no haber contado con adecuados sistemas de atención e información de los clientes. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile S.A. presentó recurso de reposición (pendiente de resolución).

5.- Mediante Resolución Exenta N°13.630 de fecha 23 de mayo de 2016 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 2.000 Unidades Tributarias Mensuales, por estimar que Enel Distribución Chile S.A. no cumplió su obligación de mantener en buen estado de conservación sus instalaciones eléctricas para cumplir con las exigencias de calidad y continuidad de suministro, respecto al incendio que



afectó a la subestación San Joaquín el 19 de mayo 2015. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile S.A. presentó recurso de reposición (pendiente de resolución).

6.- Mediante Resolución Exenta N°21.751 de fecha 28 de diciembre de 2017 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 17.776 Unidades Tributarias Mensuales, por estimar que Enel Distribución Chile S.A. para el período 2014-2015, excedió los valores máximos permitidos por la normativa vigente para los índices por alimentador establecidos por ley, lo que constituye un incumplimiento de los estándares de calidad de suministro que establece el Reglamento. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile S.A. presentó recurso de reposición. Mediante Resolución Exenta N°23.659 de fecha 8 de mayo de 2018, la SEC confirmó la multa impuesta.

7.- Mediante Resolución Exenta N°21.717 de fecha 27 de diciembre de 2017 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 500 Unidades Tributarias Mensuales, por estimar que Enel Distribución Chile S.A. incumplió las obligaciones legales y reglamentarias que regulan el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile S.A. presentó recurso de reposición, el cual es rechazado con fecha 11 de mayo de 2018 y notificado el 25 de junio de 2018.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, todas califican como pérdida probable, el grupo ha realizado una provisión de M\$9.520.720 al 30 de junio de 2018. Existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas (ver Nota N°21), pero que no se describen en esta nota porque individualmente representan montos de menor cuantía. La Gerencia considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los registrados



36. MEDIO AMBIENTE

La Sociedad ha efectuado desembolsos al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 por:

Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30-06-2018 M\$					
			Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES AT	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	42.751	-	42.751	14.643	31/12/2018	57.394
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Poda de arboles en cercanía de la red de media tensión.	En proceso	4.981.965	2.472.768	2.509.197	502.599	31/12/2018	5.484.564
GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	El servicio consiste en la mantención de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de Enel	En proceso	92.410	-	92.410	37.415	31/12/2018	129.825
GESTIÓN DE RESPEL	Gestión Retiro y Tratamiento Residuos Peligrosos.	Terminado	3.038	-	3.038		30/06/2018	3.038
MEJORAS EN LA RED MT/BT	Reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Prensablado) BT	En proceso	19.416	19.416	-	373.059	31/12/2018	392.475
PERMISOS AMBIENTALES	Declaración de Impacto Ambiental: 1) Nueva subestación Seccionadora Lampa y 2) Línea Ochagavía - Florida, tramo Sanjon La Aguada	En proceso	14.160	14.160	-	5.203	30/08/2018	19.363
MEJORAS EN LA RED MT	Reemplazo de red desnuda MT por cable protegido	En proceso	89.174	89.174	-	82.631	31/12/2018	171.805
CAMBIO DE RED TRAD X CALPE	Reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Prensablado) BT	En proceso	442.845	442.845	-	530.712	31/12/2018	973.557
REEMPLAZO TD DAE CONCENTRICA X TD. TRIF. RED CALPE	Reemplazo de red concentrical por Calpe (Cable aluminio Prensablado) BT	En proceso	510.358	510.358	-	553.966	31/12/2018	1.064.324
REEMPL. TRAFOS TRIFAS MEJ CALIDAD BT	Reemplazo de transformadores con problemas de cargabilidad	En proceso	589.197	589.197	-	1.353.909	31/12/2018	1.943.106
MANEJO AMBIENTAL	Manejo Ambiental de Reforestación en Cerro Chena y Parque Metropolitano.	En proceso	10.632	-	10.632	12.458	31/12/2018	23.090
GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	El servicio consiste en el desmalezado y control de malezas en recintos de subestaciones de poder eléctricas con el	En proceso	21.006	-	21.006	50.663	31/12/2018	71.669
Retiro de Asbesto Desde Cables Subterráneos	Retiro de cinta ignifuga con asbesto desde la red subterránea MT.	En proceso	224.730	146.300	78.430	118.337	31/12/2018	343.067
Periodo al 30 de junio de 2018			Total					
			7.041.682	4.284.218	2.757.464	3.635.595		10.677.277

Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30-06-2017 M\$					Fecha estimada desembolso dd/mm/aa	Total desembolsos
			Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro			
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES AT	PLAN ESPECIAL ANTI INCENDIO : Esta actividad contempla el mantenimiento de la franja de servidumbre de una línea de alta tensión entre 34,5 y 500 kV. El monto M\$ a Futuro es lo programado para fines de año.	Terminado	20.027	-	20.027	-	31/03/2017	20.027	
	PLAN ESPECIAL ANTI INCENDIO : Esta actividad contempla el mantenimiento de la franja de servidumbre de una línea de alta tensión entre 34,5 y 500 kV.	En proceso	35.336	-	35.336	6.682	30/06/2017	42.018	
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Poda de arboles en cercanía de la red de media tensión.	En proceso	441.119	-	441.119	329.826	12/12/2017	770.945	
GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	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	61.818	-	61.818	45.712	31/12/2017	107.530	
	Considera la fumigación de recintos y la colocación de cebos para roedores en los lugares en donde determine ENEL , su preparación, así como los materiales a utilizar para su fabricación y/o reparación de los existentes .	En Proceso	5.817	-	5.817	-	31/12/2017	5.817	
	El servicio consiste en la mantención extraordinaria de arborizaciones existentes fuera y dentro de los recintos de subestaciones de ENEL.	Terminado	27.907	27.907	-	-	31/03/2017	27.907	
	PLAN ESPECIAL ANTI INCENDIO : Mantenimiento arborización de SSEE y retiro de maleza, escombros y basura, perímetro exterior.	Terminado	14.752	-	14.752	-	31/03/2017	14.752	
	Considera la fumigación de recintos y la colocación de cebos para roedores en los lugares en donde determine ENEL , su preparación, así como los materiales a utilizar para su fabricación y/o reparación de los existentes ./Reforestación en Parque MetropolitanoMantenición de sistemas de riego	Terminado	16.318	5.783	10.535	-	30/06/2017	16.318	
MEJORAS EN LA RED MT/BT	Se realizó el retiro y traslado a botadero de material deshecho desde una Subestación.	Terminado	310	-	310	-	31/03/2017	310	
	Reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Prensablado)	En Proceso	112.880	112.880	-	423.120	31/12/2017	536.000	
	Reemplazo de red desnuda MT por cable protegido	Terminado	6.000	6.000	-	44.000	31/03/2017	50.000	
Proyecto "Potenciación Línea Ochagavía-Florida, tramo Tap Sata Elena Tap Macul".	Aviso Radial proyecto "Potenciación Línea Ochagavía-Florida, tramo Tap Sata Elena Tap Macul". Referente a la evaluación Ambiental.	Terminado	480	480	-	-	30/06/2017	480	
Informe de pertinencia subestación Chena	Preparación de Informe de pertinencia subestación Chena	Terminado	1.510	1.510	-	-	31/03/2017	1.510	
Retiro de Asbesto Desde Cables Subterráneos	Retiro de cinta ignífuga con asbesto desde la red subterránea MT.	En Proceso	84.659	84.659	-	65.341	20/12/2017	150.000	
Declaración de Impacto Ambiental	Estudios asociados a la evaluación ambiental	En proceso	13.042	13.042	-	24.958	31/12/2017	38.000	
MANEJO AMBIENTAL	Manejo Ambiental de Reforestación en Cerro Chena y Parque Metropolitano.	En proceso	7.546	7.546	-	15.128	31/12/2017	22.674	
Periodo al 30 de junio 2017			Total						
			849.521	259.807	589.714	954.767		1.804.288	



37. ESTADOS FINANCIEROS DE LAS PRINCIPALES SUBSIDIARIAS

A continuación incluimos Consolidado resumido del Grupo desglosado por subsidiaria al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

CONSOLIDADO RESUMIDO DEL GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE DESGLOSADO POR FILIAL																
	Estados Financieros	30 de junio de 2018														
		Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total 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
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
E.E. DE COLINA LTDA.	Separado	4.396.195	7.449.945	11.846.140	1.340.706	138.621	10.366.815	11.846.142	5.162.643	(3.933.342)	1.229.301	732.690	634.172	329.873	964.045	(326.147)
LUZ ANDES LTDA.	Separado	4.697.662	738.648	5.436.310	269.934	307.233	4.859.143	5.436.310	630.864	(441.643)	189.221	(1.956)	(19.780)	115.432	95.653	(1.234)
E. de Transmisión Chena S.A.	Separado	639.152	242.798	881.950	140.184	-	741.767	881.951	324.898	(674)	324.224	255.201	247.143	4.442	251.585	(66.112)
	Estados Financieros	31 de Diciembre de 2017														
		Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total 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
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
E.E. DE COLINA LTDA.	Separado	4.820.137	7.284.590	12.104.727	(2.072.887)	(131.375)	(9.900.465)	(12.104.727)	10.269.132	(7.955.721)	2.313.411	1.328.141	17.161	970.436	987.597	(74.061)
LUZ ANDES LTDA.	Separado	4.526.970	745.745	5.272.715	(197.002)	(310.987)	(4.764.726)	(5.272.715)	1.517.056	(1.212.522)	304.534	(43.067)	(99.675)	189.409	89.734	(4.955)
E. de Transmisión Chena S.A.	Separado	492.846	249.758	742.604	(186.310)	-	(556.294)	(742.604)	492.348	-	492.348	405.554	389.439	(76)	389.363	(83.498)

38. HECHOS POSTERIORES

- Hecho esencial enviado con fecha 29 de junio de 2018.

Con esta fecha el señor Andreas Gebhardt Strobel ha presentado su renuncia, al cargo de Gerente General de Enel Distribución Chile S.A. con efectos a partir del 15 de agosto próximo.



ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A.:

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 30-06-2018			% Participación a 31-12-2017			Domicilio social	Actividad
	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
Empresa de Transmisión Chena S.A.	99,9000%	0,1000%	100,00%	99,9000%	0,1000%	100,00%	Santiago de Chile (Chile)	Transmisión de energía eléctrica
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	99,9998%	0,0002%	100,00%	99,9998%	0,0002%	100,00%	Santiago de Chile (Chile)	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
Luz Andes Ltda.	99,9000%	0,0000%	99,90%	99,9000%	0,0000%	99,90%	Santiago de Chile (Chile)	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles



ANEXO N°3 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012:

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Enel Distribución Chile S.A.

a) Estratificación de la cartera

Cuentas Comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2018	Cartera al día	Morosidad 01-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad mayor a 181 días	Total Corrientes	Total No corrientes
Detalle	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas Comerciales por cobrar bruto	104.901.304	47.225.773	6.624.226	51.680.764	210.432.067	1.777.968
Provision deterioro	(338.614)	(933.419)	(1.560.324)	(34.425.797)	(37.258.154)	-
Otras cuentas por cobrar bruto	12.061.068	-	-	9.749.963	21.811.031	32.732.481
Provision deterioro	-	-	-	(9.749.963)	(9.749.963)	-
Totales	116.623.758	46.292.354	5.063.902	17.254.967	185.234.981	34.510.449

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2017	Cartera al día	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad mayor a 181 días	Total Corrientes	Total No corrientes
Detalle	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas Comerciales por cobrar bruto	104.648.075	51.462.984	9.229.988	54.128.124	219.469.171	1.855.266
Provisión de deterioro	(89.762)	(644.683)	(608.127)	(32.058.806)	(33.401.378)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	10.943.321	-	-	9.213.862	20.157.183	32.416.968
Provisión de deterioro	-	-	-	(9.213.862)	(9.213.862)	-
Totales	115.501.634	50.818.301	8.621.861	22.069.318	197.011.114	34.272.234

Resumen de estratificación de cartera

30 de junio de 2018							31 de diciembre 2017					
Tramo de Morosidad	Nº de clientes de cartera no repactada	Cartera no repactada Bruta M\$	Nº de clientes cartera repactada bruta	Total Cartera repactada bruta M\$	Total Numero de clientes	Total Cartera bruta M\$	Nº de clientes de cartera no repactada	Cartera no repactada Bruta M\$	Nº de clientes cartera repactada bruta	Total Cartera repactada bruta M\$	Total Numero de clientes	Total Cartera bruta M\$
Al día	1.281.135	101.849.314	39.691	4.829.958	1.320.826	106.679.272	1.144.970	101.957.390	52.677	4.545.950	1.197.647	106.503.340
Entre 1 y 30 días	394.268	28.108.410	19.283	3.420.723	413.551	31.529.133	451.844	27.144.334	22.869	3.428.065	474.713	30.572.399
Entre 31 y 60 días	88.886	9.698.047	6.726	1.552.688	95.612	11.250.735	133.046	15.240.414	8.780	1.933.127	141.826	17.173.541
Entre 61 y 90 días	17.587	3.996.531	2.098	449.374	19.685	4.445.905	22.277	2.949.158	2.795	767.886	25.072	3.717.044
Entre 91 y 120 días	8.096	1.743.870	1.151	413.968	9.247	2.157.838	9.434	1.807.065	1.422	372.319	10.856	2.179.384
Entre 121 y 150 días	6.631	2.644.298	816	273.311	7.447	2.917.609	7.019	4.174.604	1.093	348.718	8.112	4.523.322
Entre 151 y 180 días	5.411	1.224.812	624	323.967	6.035	1.548.779	5.288	2.192.656	699	334.627	5.987	2.527.283
Entre 181 y 210 días	4.615	963.445	506	209.279	5.121	1.172.724	10.055	1.727.453	446	343.968	10.501	2.071.421
Entre 211 y 250 días	3.590	1.685.824	419	396.747	4.009	2.082.571	3.946	1.371.073	394	197.387	4.340	1.568.460
Más de 251 días	131.245	41.469.254	1.284	6.956.215	132.529	48.425.469	125.267	44.191.184	5.593	6.297.059	130.860	50.488.243
Totales	1.941.464	193.383.805	72.598	18.826.230	2.014.062	212.210.035	1.913.146	202.755.331	96.768	18.569.106	2.009.914	221.324.437

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al			
	30-06-2018		31-12-2017	
	Numero de clientes	Monto M\$	Numero de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	1.891	256.597	1.902	259.560
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	2.297	9.780.129	2.744	6.041.670
Total	4.188	10.036.726	4.646	6.301.230



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

c) Provisión y castigo

Provisiones y castigos		Saldo al	
		30-06-2018	31-12-2017
Provisión cartera no repactada	M\$	838.894	4.083.820
Provisión cartera repactada	M\$	495.657	(526.512)
Recuperación del período	M\$	89.263	-
Total	M\$	1.423.814	3.557.308

c.1) Número y monto de operaciones

Número y monto operaciones		Saldo al			
		30-06-2018		30-06-2017	
		Total detalle por tipo de operaciones, Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones, Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones, Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones, Acumulado Anual
Número de operaciones		2.075	4.128	12.784	28.420
Monto de las operaciones	M\$	295.200	1.423.814	209.801	3.557.308
Total	M\$	295.200	1.423.814	209.801	3.557.308



ANEXO N°4 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Enel Distribución Chile.

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

Activos	Moneda extranjera	30-06-2018	31-12-2017
		M\$	M\$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo		3.318.868	42.594.389
	Dólares	96.366	64.156
	Euros	29.828	11.594
	\$ no reajustables	3.192.674	42.518.639
Otros activos financieros corrientes		61.491	61.887
	\$ no reajustables	61.491	61.887
Otros Activos No Financieros, Corriente		3.310.348	3.434.462
	Euros	3.787	-
	\$ no reajustables	3.306.561	3.434.462
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		185.234.981	197.011.114
	Dólares	49.327	-
	\$ no reajustables	184.023.970	195.872.625
	U.F.	1.161.684	1.138.489
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente		1.211.627	6.305.805
	Euros	398.245	234.986
	\$ no reajustables	813.382	6.070.819
Inventarios		9.665.701	3.049.576
	\$ no reajustables	9.665.701	3.049.576
Activos por impuestos corrientes		4.825.369	8.920.835
	\$ no reajustables	4.825.369	8.920.835

Total Activos corrientes	207.628.385	261.378.068
---------------------------------	--------------------	--------------------

Activos No Corrientes	Moneda extranjera	30-06-2018	31-12-2017
		M\$	M\$
Otros activos financieros no corrientes		25.582	26.806
	\$ no reajustables	25.582	26.806
Otros activos no financieros no corrientes		691.751	959.679
	\$ no reajustables	-	174.609
	U.F.	691.751	785.070
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		34.510.449	34.272.234
	Dólares	524.172	-
	\$ no reajustables	23.811.513	23.380.544
	U.F.	10.174.764	10.891.690
Activos intangibles distintos de la plusvalía		34.311.145	34.236.890
	\$ no reajustables	34.311.145	34.236.890
Plusvalía		2.240.478	2.240.478
	\$ no reajustables	2.240.478	2.240.478
Propiedades, Planta y Equipo		853.295.120	821.234.674
	\$ no reajustables	853.295.120	821.234.674
Activos por impuestos diferidos		650.183	662.819
	\$ no reajustables	650.183	662.819
Total Activo No Corriente		925.724.708	893.633.580
Total Activo		1.133.353.093	1.155.011.648



Pasivos	Moneda extranjera	30-06-2018	30-06-2018	31-12-2017	31-12-2017
		Hasta 90 días	91 días a 1 año	Hasta 90 días	91 días a 1 año
		M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes		-	-	14	-
	\$ no reajustables	-	-	14	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes		151.130.664	-	189.458.076	-
	\$ no reajustables	150.391.626	-	189.458.076	-
	Dólares	139.153	-	-	-
	Euros	599.885	-	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		48.997.405	-	207.909.593	-
	Euros	4.625.980	-	6.724.247	-
	\$ no reajustables	44.371.425	-	201.185.346	-
Otras provisiones corrientes		22.145	-	94.246	-
	\$ no reajustables	22.145	-	94.246	-
Otros pasivos no financieros corrientes		-	12.517.608	-	11.225.942
	\$ no reajustables	-	12.517.608	-	11.225.942
Total Pasivo Corriente		200.150.214	12.517.608	397.461.929	11.225.942

Pasivos No Corrientes	Moneda extranjera	30-06-2018	30-06-2018	31-12-2017	31-12-2017
		de 13 meses a 5 años	mas de 5 años	de 13 meses a 5 años	mas de 5 años
		M\$	M\$	M\$	M\$
Otras cuentas por pagar no corrientes		27.172	-	27.182	-
	\$ no reajustables	27.172	-	27.182	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes		121.000.000	-	-	-
	\$ no reajustables	121.000.000	-	-	-
Otras provisiones no corrientes		378.852	14.090.266	52.318	14.377.952
	\$ no reajustables	378.852	14.090.266	52.318	14.377.952
Pasivo por impuestos diferidos		-	20.141.535	-	18.786.185
	\$ no reajustables	-	20.141.535	-	18.786.185
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		138.621	28.464.177	-	28.412.505
	\$ no reajustables	138.621	28.464.177	-	28.412.505
Otros pasivos no financieros no corrientes		306.333	-	309.776	-
	\$ no reajustables	306.333	-	309.776	-
Total Pasivos No Corrientes		121.850.978	62.695.978	389.276	61.576.642
Total Pasivo		322.001.192	75.213.586	397.851.205	72.802.584



ANEXO N°5 DEUDORES COMERCIALES

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros de Enel Distribución Chile S.A.

La composición de los Deudores Comerciales al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

a) Deudores Comerciales	Saldo al 30 de junio de 2018												
	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 mayor a 251 días y menor a 365 M\$	Morosidad Mayor a 365 días M\$	Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
DISTRIBUCIÓN													
Deudores Comerciales bruto	104.901.304	31.529.133	11.250.735	4.445.905	2.157.838	2.917.609	1.548.779	1.172.724	2.082.571	5.626.418	42.799.051	210.432.067	1.777.968
-Clientes Masivos	64.643.274	22.679.195	8.138.695	2.386.410	980.062	783.383	673.454	626.689	546.436	2.149.850	26.810.388	130.417.836	1.736.408
-Grandes Clientes	34.136.426	7.723.493	2.231.595	1.165.956	121.872	1.958.665	729.465	199.670	360.941	1.258.613	8.029.017	57.915.713	29.135
-Clientes Institucionales	6.121.604	1.126.445	880.445	893.539	1.055.904	175.561	145.860	346.365	1.175.194	2.217.955	7.959.646	22.098.518	12.425
Provision Deterioro	(338.614)	(74.924)	(294.612)	(563.883)	(355.443)	(674.819)	(530.062)	(594.502)	(1.035.202)	(2.787.853)	(30.008.240)	(37.258.154)	-
Total	104.562.690	31.454.209	10.956.123	3.882.022	1.802.395	2.242.790	1.018.717	578.222	1.047.369	2.838.565	12.790.811	173.173.913	1.777.968
Servicios No Facturados	72.478.821	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72.478.821	-
Servicios Facturados	32.422.483	31.529.133	11.250.735	4.445.905	2.157.838	2.917.609	1.548.779	1.172.724	2.082.571	5.626.418	42.799.051	137.953.246	1.777.968
Total Deudores Comerciales Brutos	104.901.304	31.529.133	11.250.735	4.445.905	2.157.838	2.917.609	1.548.779	1.172.724	2.082.571	5.626.418	42.799.051	210.432.067	-
Total Provisión Deterioro	(338.614)	(74.924)	(294.612)	(563.883)	(355.443)	(674.819)	(530.062)	(594.502)	(1.035.202)	(2.787.853)	(30.008.240)	(37.258.154)	-
Total Deudores Comerciales Netos	104.562.690	31.454.209	10.956.123	3.882.022	1.802.395	2.242.790	1.018.717	578.222	1.047.369	2.838.565	12.790.811	173.173.913	1.777.968

Deudores Comerciales	Saldo al 31 de Diciembre de 2017												
	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 mayor a 251 días y menor a 365 M\$	Morosidad Mayor a 365 días M\$	Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
DISTRIBUCIÓN													
Deudores Comerciales bruto	104.648.075	30.572.399	17.173.541	3.717.044	2.179.384	4.523.322	2.527.283	2.071.421	1.568.460	4.286.717	46.201.526	219.469.172	1.855.265
-Clientes Masivos	84.591.816	22.148.005	10.699.951	2.264.627	1.657.978	1.231.644	918.357	1.700.605	567.152	1.808.646	25.341.852	152.930.633	1.781.421
-Grandes Clientes	17.771.942	6.565.888	4.987.871	940.754	168.838	1.809.919	357.379	30.481	7.237	1.295.122	12.333.224	46.268.655	0
-Clientes Institucionales	2.284.317	1.858.506	1.485.719	511.663	352.568	1.481.759	1.251.547	340.335	994.071	1.182.949	8.526.450	20.269.884	73.844
Provision Deterioro	(89.762)	(231.131)	(213.455)	(200.097)	(223.821)	(176.789)	(207.518)	(914.480)	(133.045)	(877.621)	(30.133.660)	(33.401.379)	-
Total	104.558.313	30.341.268	16.960.086	3.516.947	1.955.563	4.346.533	2.319.765	1.156.941	1.435.415	3.409.096	16.067.866	186.067.793	1.855.265
Servicios No Facturados	77.733.438	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77.733.438	-
Servicios Facturados	26.914.637	30.572.399	17.173.541	3.717.044	2.179.384	4.523.322	2.527.283	2.071.421	1.568.460	4.286.717	46.201.526	141.735.734	1.855.265
Total Deudores Comerciales Brutos	104.648.075	30.572.399	17.173.541	3.717.044	2.179.384	4.523.322	2.527.283	2.071.421	1.568.460	4.286.717	46.201.526	219.469.172	-
Total Provisión Deterioro	(89.762)	(231.131)	(213.455)	(200.097)	(223.821)	(176.789)	(207.518)	(914.480)	(133.045)	(877.621)	(30.133.660)	(33.401.379)	-
Total Deudores Comerciales Netos	104.558.313	30.341.268	16.960.086	3.516.947	1.955.563	4.346.533	2.319.765	1.156.941	1.435.415	3.409.096	16.067.866	186.067.793	1.855.265



En conformidad a lo dispuesto en el artículo 225 letra k) de la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en DFL N°4 del Ministerio de Economía, usuario o consumidor final es el “que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo”. Producto de esto nuestra base clientes sólo responde a una agrupación de gestión, según la siguiente clasificación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

b) Tipo de cartera	Saldo al 30 de junio de 2018											
	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 mayor a 251 días M\$	Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	101.552.843	28.108.410	9.698.047	3.996.531	1.743.870	2.644.298	1.224.812	963.445	1.685.824	41.469.254	193.087.334	296.471
-Clientes Masivos	61.361.642	19.731.866	6.844.453	1.937.188	661.602	510.072	433.234	417.410	376.002	22.232.116	114.505.585	284.046
-Grandes Clientes	34.098.207	7.366.161	2.231.595	1.165.956	121.872	1.958.665	729.465	199.670	360.941	9.147.327	57.379.859	-
-Clientes Institucionales	6.092.994	1.010.383	621.999	893.387	960.396	175.561	62.113	346.365	948.881	10.089.811	21.201.890	12.425
número de Clientes no repactados	1.280.738	394.268	88.886	17.587	8.096	6.631	5.411	4.615	3.590	131.245	1.941.067	319
Cartera repactada	3.348.461	3.420.723	1.552.688	449.374	413.968	273.311	323.967	209.279	396.747	6.956.215	17.344.733	1.481.497
-Clientes Masivos	3.281.632	2.947.329	1.294.242	449.223	318.460	273.311	240.219	209.279	170.435	6.728.122	15.912.252	1.452.362
-Grandes Clientes	38.219	357.332	-	-	-	-	-	-	-	140.303	535.854	29.135
-Clientes Institucionales	28.610	116.062	258.446	151	95.508	-	83.748	-	226.312	87.790	896.627	-
número de Clientes repactados	27.678	19.283	6.726	2.098	1.151	816	624	506	419	1.284	60.585	12.013
Total cartera bruta	104.901.304	31.529.133	11.250.735	4.445.905	2.157.838	2.917.609	1.548.779	1.172.724	2.082.571	48.425.469	210.432.067	1.777.968

b) Tipo de cartera	Saldo al 31 de Diciembre de 2017											
	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 mayor a 251 días M\$	Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	101.580.927	27.144.334	15.240.414	2.949.158	1.807.065	4.174.604	2.192.656	1.727.453	1.371.073	44.191.184	202.378.868	376.463
-Clientes Masivos	81.786.896	19.120.060	9.323.291	1.705.992	1.285.659	882.926	671.894	1.554.175	423.730	20.987.147	137.741.770	342.063
-Grandes Clientes	17.522.970	6.565.888	4.590.254	940.754	168.838	1.809.919	357.379	30.481	7.237	13.521.914	45.515.634	-
-Clientes Institucionales	2.271.061	1.458.386	1.326.869	302.412	352.568	1.481.759	1.163.383	142.797	940.106	9.682.123	19.121.464	34.400
número de Clientes no repactados	1.144.605	451.844	133.046	22.277	9.434	7.019	5.288	10.055	3.946	125.267	1.912.781	365
Cartera repactada	3.067.148	3.428.065	1.933.127	767.886	372.319	348.718	334.627	343.968	197.387	6.297.059	17.090.304	1.478.802
-Clientes Masivos	2.804.920	3.027.945	1.376.659	558.635	372.319	348.718	246.463	146.430	143.422	6.163.350	15.188.861	1.439.358
-Grandes Clientes	248.972	-	397.617	-	-	-	-	-	-	106.433	753.022	-
-Clientes Institucionales	13.256	400.120	158.851	209.251	-	-	88.164	197.538	53.965	27.276	1.148.421	39.444
número de Clientes repactados	39.511	22.869	8.780	2.795	1.422	1.093	699	446	394	5.593	83.602	13.166
Total cartera bruta	104.648.075	30.572.399	17.173.541	3.717.044	2.179.384	4.523.322	2.527.283	2.071.421	1.568.460	50.488.243	219.469.172	1.855.265



ANEXO N°6 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Enel Distribución Chile.

Estratificación de la Cartera

Por antigüedad de las Cuentas Comerciales:

Proveedores con pagos al día	Saldo al 30-06-2018			Saldo al 31-12-2017		
	Energía M\$	Otros M\$	Total M\$	Energía M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	70.596.643	58.990.694	129.587.337	91.209.336	73.455.855	164.665.191
Total	70.596.643	58.990.694	129.587.337	91.209.336	73.455.855	164.665.191



ANEXO N°7 INFORMACION ADICIONAL REQUERIDA POR LA COMISION PARA EL MERCADO FINANCIERO DE CHILE

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Enel Distribución Chile.

BALANCE	30-06-2018		31-12-2017	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	218.786	-	5.806.406
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	88.595.143	1.170.669	72.118.691	4.766.536
Total Activo estimado	88.595.143	1.389.455	72.118.691	10.572.942
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	29.065.816	2.714.410	35.940.907	6.202.265
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	68.142.086	3.742.547	81.350.049	6.554.751
Total Pasivo estimado	97.207.902	6.456.957	117.290.956	12.757.016

RESULTADO	30-06-2018		31-12-2017	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Ventas de Energía	88.595.143	1.389.455	72.118.691	10.572.942
Ventas de energía	88.595.143	1.389.455	72.118.691	10.572.942
Compra Energía	97.207.902	6.456.957	117.290.956	12.757.016
Total Compra de Energía	97.207.902	6.456.957	117.290.956	12.757.016