ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al período terminado al 30 de septiembre de 2019

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Miles de Pesos Chilenos - M$

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, POR NATURALEZA
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO INTERMEDIO
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, DIRECTO

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

	en miles	**Descripciones**
US$	MUS$	Dólar Estadounidense
CLP	M$	Peso chileno
EUR	M€	Euro
ARS	MARS	Peso argentino
BRL	MBRL	Real brasileño
COP	MCOP	Peso colombiano
UF		Unidad de Fomento
UTM		Unidad Tributaria Mensual
UTA		Unidad Tributaria Anual

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de septiembre de 2019 (no auditado) y 31 de diciembre de 2018

(En miles de pesos chilenos - M$)

ACTIVOS	Nota	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	177.951.647	245.171.924
Otros activos financieros corrientes	9	43.211.164	40.303.173
Otros activos no financieros corrientes	10.a	47.381.456	22.406.088
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	11	699.118.220	478.170.067
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	12	62.543.841	54.171.060
Inventarios corrientes	13	42.099.328	56.961.643
Activos por impuestos corrientes	14	94.223.931	99.763.817
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		**1.166.529.587**	**996.947.772**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	9	4.739.763	7.269.669
Otros activos no financieros no corrientes	10.a	39.452.795	44.608.012
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	11	118.005.578	60.527.843
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	15	8.112.748	12.873.531
Activos intangibles distintos de la plusvalía	16	120.032.876	115.372.393
Plusvalía	17	916.358.002	915.044.725
Propiedades, planta y equipo	18	5.229.770.526	5.308.647.633
Propiedad de inversión	19	6.680.030	7.557.356
Activos por impuestos diferidos	20.b	49.860.942	19.171.230
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**6.493.013.260**	**6.491.072.392**
TOTAL ACTIVOS		**7.659.542.847**	**7.488.020.164**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de septiembre de 2019 (no auditado) y 31 de diciembre de 2018

(En miles de pesos chilenos - M$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	21	180.516.043	410.665.815
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	507.421.178	554.286.324
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	12	110.169.940	157.936.325
Otras provisiones corrientes	25	5.932.001	5.588.786
Pasivos por impuestos corrientes	14	59.011.617	17.677.920
Otros pasivos no financieros corrientes	10.b	47.178.634	71.308.982
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		**910.229.413**	**1.217.464.152**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	21	1.816.178.151	1.705.833.503
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	2.624.138	2.584.180
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	12	757.496.624	447.193.802
Otras provisiones no corrientes	25	158.980.686	105.871.375
Pasivo por impuestos diferidos	20.b	202.674.188	278.080.054
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	56.972.115	56.602.664
Otros pasivos no financieros no corrientes	10.b	1.487.535	226.653
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**2.996.413.437**	**2.596.392.231**
TOTAL PASIVOS		**3.906.642.850**	**3.813.856.383**
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	27.1	3.882.103.470	3.954.491.479
Ganancias acumuladas		2.012.507.545	1.914.797.613
Acciones propias en cartera	27.1	-	(72.388.009)
Otras reservas	27.5	(2.401.152.706)	(2.375.672.564)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**3.493.458.309**	**3.421.228.519**
Participaciones no controladoras	27.6	**259.441.688**	**252.935.262**
PATRIMONIO TOTAL		**3.752.899.997**	**3.674.163.781**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**7.659.542.847**	**7.488.020.164**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018 (no auditados)
(En miles de pesos chilenos - M$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - septiembre 2019 M$	 2018 M$	julio - septiembre 2019 M$	 2018 M$
Ingresos de actividades ordinarias	28	1.951.578.499	1.743.824.242	656.669.313	635.162.833
Otros ingresos, por naturaleza	28	136.452.863	25.019.767	5.297.204	4.782.952
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		**2.088.031.362**	**1.768.844.009**	**661.966.517**	**639.945.785**
Materias primas y consumibles utilizados	29	(1.057.495.981)	(1.002.639.218)	(318.085.060)	(346.860.378)
Margen de Contribución		**1.030.535.381**	**766.204.791**	**343.881.457**	**293.085.407**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	18.b.2	11.210.734	12.648.629	4.097.235	6.173.541
Gastos por beneficios a los empleados	30	(97.961.529)	(90.988.003)	(34.962.975)	(28.425.224)
Gasto por depreciación y amortización	31.a	(173.879.278)	(153.943.799)	(57.774.797)	(58.387.404)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas sobre activos no financieros	31.b	(278.610.908)	-	-	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	31.b	(4.802.304)	(3.075.559)	(668.042)	(1.702.370)
Otros gastos por naturaleza	32	(134.154.089)	(121.993.740)	(45.123.610)	(44.755.418)
Resultado de Explotación		**352.338.007**	**408.852.319**	**209.449.268**	**165.988.532**
Otras ganancias (pérdidas)		1.793.150	91.043	89.084	(1)
Ingresos financieros	33	11.694.211	14.568.089	3.432.237	3.601.212
Costos financieros	33	(109.804.792)	(89.269.727)	(33.231.315)	(37.150.256)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	15	639.233	1.962.592	131.035	(1.141.878)
Diferencias de cambio	33	(6.273.513)	(34.243)	(1.439.690)	(1.076.681)
Resultado por unidades de reajuste	7-33	(3.586.589)	898.529	(988.579)	(856.620)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		**246.799.707**	**337.068.602**	**177.442.040**	**129.364.308**
Gasto por impuestos a las ganancias	20.a	(27.144.738)	(88.746.996)	(10.134.858)	(36.979.935)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		**219.654.969**	**248.321.606**	**167.307.182**	**92.384.373**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		**219.654.969**	**248.321.606**	**167.307.182**	**92.384.373**
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		206.222.912	208.589.137	157.169.206	86.085.241
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	13.432.057	39.732.469	10.137.976	6.299.132
GANANCIA (PÉRDIDA)		**219.654.969**	**248.321.606**	**167.307.182**	**92.384.373**
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	$ / acción	2,98	3,36	2,27	1,24
Ganancia (pérdida) por acción básica	$ / acción	2,98	3,36	2,27	1,24
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		69.166.557.220	62.143.051.089	69.166.557.220	69.166.557.220
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	$ / acción	2,98	3,36	2,27	1,24
Ganancias (pérdida) diluida por acción	$ / acción	2,98	3,36	2,27	1,24
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		69.166.557.220	62.143.051.089	69.166.557.220	69.166.557.220

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018 (no auditados)
(En miles de pesos chilenos - M$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - septiembre 2019 M$	enero - septiembre 2018 M$	julio - septiembre 2019 M$	julio - septiembre 2018 M$
Ganancia (Pérdida)		**219.654.969**	**248.321.606**	**167.307.182**	**92.384.373**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		**39.600.420**	**64.835.697**	**59.357.003**	**12.557.247**
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		**(1.492)**	**(1.763)**	**(1.618)**	**935**
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		**(98.334.992)**	**(132.693.492)**	**(165.940.444)**	**(17.176.478)**
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		**10.116.238**	**23.041.106**	**5.914.619**	**7.757.878**
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período		**(48.619.826)**	**(44.818.452)**	**(100.670.440)**	**3.139.582**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**(48.619.826)**	**(44.818.452)**	**(100.670.440)**	**3.139.582**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		**23.001.600**	**30.318.142**	**42.990.381**	**3.347.547**
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		**403**	**475**	**437**	**(253)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período		**23.002.003**	**30.318.617**	**42.990.818**	**3.347.294**
Total Otro resultado integral		**(25.617.823)**	**(14.499.835)**	**(57.679.622)**	**6.486.876**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**194.037.146**	**233.821.771**	**109.627.560**	**98.871.249**
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		**177.545.071**	**184.871.084**	**96.696.475**	**90.950.931**
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		**16.492.075**	**48.950.687**	**12.931.085**	**7.920.318**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**194.037.146**	**233.821.771**	**109.627.560**	**98.871.249**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados Intermedios

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos - M$)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido y pagado (1)	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas: Reservas por diferencias de cambio por conversión (2)	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias	Total Otras reservas (3)	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio
Saldo incial al 01/01/2019	3.954.491.479	(72.388.009)	101.654.836	(191.870.545)	11.041	(2.285.467.896)	(2.375.672.564)	1.914.797.613	3.421.228.519	252.935.262	3.674.163.781
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	206.222.912	206.222.912	13.432.057	219.654.969
Otro resultado integral	-	-	34.785.250	(63.462.012)	(1.079)	-	(28.677.841)	-	(28.677.841)	3.060.018	(25.617.823)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	177.545.071	16.492.075	194.037.146
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(108.512.980)	(108.512.980)	(10.851.902)	(119.364.882)
Incremento (disminución) por otros cambios	(72.388.009)	72.388.009	-	-	-	3.197.699	3.197.699	-	3.197.699	866.253	4.063.952
Total de cambios en patrimonio	(72.388.009)	72.388.009	34.785.250	(63.462.012)	(1.079)	3.197.699	(25.480.142)	97.709.932	72.229.790	6.506.426	78.736.216
Saldo final al 30/09/2019	3.882.103.470	-	136.440.086	(255.332.557)	9.962	(2.282.270.197)	(2.401.152.706)	2.012.507.545	3.493.458.309	259.441.688	3.752.899.997

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido y pagado (1)	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas: Reservas por diferencias de cambio por conversión (2)	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias	Total Otras reservas (3)	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio
Saldo incial al 01/01/2018	2.229.108.975	-	6.976.383	(32.849.736)	11.284	(971.468.479)	(997.330.548)	1.751.605.583	2.983.384.010	803.577.647	3.786.961.657
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (5)		-	-	-	-	-	-	(2.517.490)	(2.517.490)	(42.996)	(2.560.486)
Saldo Inicial Reexpresado	2.229.108.975	-	6.976.383	(32.849.736)	11.284	(971.468.479)	(997.330.548)	1.749.088.093	2.980.866.520	803.534.651	3.784.401.171
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	208.589.137	208.589.137	39.732.469	248.321.606
Otro resultado integral	-	-	56.999.942	(80.716.834)	(1.161)	-	(23.718.053)	-	(23.718.053)	9.218.218	(14.499.835)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	184.871.084	48.950.687	233.821.771
Emisión de patrimonio	1.725.382.504	-	-	-	-	-	-	-	1.725.382.504		1.725.382.504
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(87.345.660)	(87.345.660)	(11.279.421)	(98.625.081)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	(404.130.303)	(404.130.303)	-	(404.130.303)	92.531.897	(311.598.406)
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	(72.388.009)	-	-	-	-		-	(72.388.009)	-	(72.388.009)
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control	-	-	-	-	-	(910.437.224)	(910.437.224)	-	(910.437.224)	(685.339.484)	(1.595.776.708)
Total de cambios en patrimonio	1.725.382.504	(72.388.009)	56.999.942	(80.716.834)	(1.161)	(1.314.567.527)	(1.338.285.580)	121.243.477	435.952.392	(555.136.321)	(119.183.929)
Saldo final al 30/09/2018	3.954.491.479	(72.388.009)	63.976.325	(113.566.570)	10.123	(2.286.036.006)	(2.335.616.128)	1.870.331.570	3.416.818.912	248.398.330	3.665.217.242

(1) Ver nota 27.1
(2) Ver nota 27.3
(3) Ver nota 27.5
(4) Ver nota 27.6
(5) Considera un cargo a resultados acumulados por M$3.224.949 por la aplicación de NIIF 9 y un abono a resultados acumulados por M$664.463 por aplicación de NIC 29.

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados Intermedios, Directo

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018 (no auditados)
(En miles de pesos chilenos - M$)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - septiembre 2019 M$	enero - septiembre 2018 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		2.354.831.636	2.245.730.401
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		7.907.922	8.229.141
Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos		5.341.566	-
Otros cobros por actividades de operación		580.934	1.699.126
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.514.285.030)	(1.450.626.177)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(99.980.244)	(86.440.910)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(16.828.140)	(14.435.676)
Pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente para vender		(36.903.987)	-
Otros pagos por actividades de operación		(128.266.226)	(103.357.699)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(59.632.266)	(94.200.888)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(3.560.420)	(3.446.200)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**509.205.745**	**503.151.118**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados en adquisiciones de participaciones no controladas		-	(1.624.326.739)
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(115.481)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		501.999	-
Compras de propiedades, planta y equipo		(234.478.437)	(259.410.601)
Compras de activos intangibles		(5.026.132)	
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(14.783.862)	(64.735.453)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		149.206	73.993.207
Cobros a entidades relacionadas		174.878	42.459.879
Dividendos recibidos		6.054.924	1.232.455
Intereses recibidos		4.935.326	5.472.586
Otras entradas (salidas) de efectivo		(32.031)	(5.154.341)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(242.619.610)**	**(1.830.469.007)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones		-	665.827.098
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad	27.1.2	-	(72.388.009)
Total importes procedentes de préstamos		**-**	**1.562.934.959**
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	8.c	-	1.562.934.959
Préstamos de entidades relacionadas	8.c	283.828.667	-
Pagos de préstamos	8.c	(297.840.295)	(740.147.810)
Pagos de pasivos por arrendamientos	8.c	(3.472.240)	(1.374.071)
Dividendos pagados		(234.169.014)	(229.061.136)
Intereses pagados	8.c	(80.221.333)	(60.046.065)
Otras entradas (salidas) de efectivo	8.c	(773.320)	(13.769.711)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(332.647.535)**	**1.111.975.255**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**(66.061.400)**	**(215.342.634)**
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		(1.158.877)	(4.694.557)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(67.220.277)**	**(220.037.191)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	8	245.171.924	419.456.026
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	8	**177.951.647**	**199.418.835**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO 13
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS 14
2.1 Bases de preparación 14
2.2 Nuevos pronunciamientos contables 14
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas 19
2.4 Sociedades subsidiarias 20
2.5 Entidades asociadas 21
2.6 Acuerdos Conjuntos 21
2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio 22
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS 24
a) Propiedades, planta y equipo 24
b) Propiedad de inversión 25
c) Plusvalía 25
d) Activos intangibles distintos de la plusvalía 26
d.1) Costos de investigación y desarrollo 26
d.2) Otros activos intangibles 26
e) Deterioro del valor de los activos no financieros 26
f) Arrendamientos 27
g) Instrumentos financieros 28
g.1) Activos financieros no derivados 28
g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 29
g.3) Deterioro de valor de los activos financieros 29
g.4) Pasivos financieros excepto derivados 30
g.5) Derivados y operaciones de cobertura 30
g.6) Baja de activos y pasivos financieros 31
g.7) Compensación de activos y pasivos financieros 32
g.8) Contratos de garantías financieras 32
h) Medición del valor razonable 32
i) Inversiones contabilizadas por el método de participación 33
j) Inventarios 33
k) 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. 34
l) Acciones propias en cartera 34
m) Provisiones 35
m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares 35
n) Conversión de saldos en moneda extranjera 35
o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 36
p) Impuesto a las ganancias 36
q) Reconocimiento de ingresos y gastos 36
r) Ganancia (pérdida) por acción 38
s) Dividendos 38
t) Gastos de emisión y colocación de acciones 38
u) Estado de flujos de efectivo 39
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO 40
a) Marco Regulatorio 40
b) Temas Regulatorios 2019 43
c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro 43
5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA 47
6. COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN 47
Proyecto de Reorganización Societaria 47
7. HIPERINFLACIÓN ARGENTINA 49
8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO 50
9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS 51
10. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS 51
a) Otros activos no financieros 51
b) Otros pasivos no financieros 51
11. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR 52
12. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS 54
12.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas 54
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas 54
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas 55
c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados: 55
d) Transacciones significativas 56
i) Enel Chile 56
ii) Grupo EGP Chile 56
12.2 Directorio y personal clave de la gerencia 57
12.3 Retribución del personal clave de la gerencia 58
12.4 Planes de incentivo al personal clave de la gerencia 58
12.5 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción 58
13. INVENTARIOS 59

14. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS 59
15. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN 60
15.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación 60
15.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas 62
15.3 Negocios conjuntos 62
16. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA 63
17. PLUSVALÍA 64
18. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO 65
19. PROPIEDAD DE INVERSIÓN 71
20. IMPUESTOS A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS 72
21. OTROS PASIVOS FINANCIEROS 75
21.1 Préstamos que devengan intereses 75
21.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas 76
21.3 Obligaciones con el Público Garantizadas 76
21.4 Pasivos por arrendamientos 77
21.5 Deuda de cobertura 77
21.6 Otros aspectos 77
21.7 Flujos futuros de deuda no descontados 78
22. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS 79
22.1 Riesgo de tasa de interés 79
22.2 Riesgo de tipo de cambio 79
22.3 Riesgo de commodities 80
22.4 Riesgo de liquidez 80
22.5 Riesgo de crédito 80
22.6 Medición del riesgo 81
23. INSTRUMENTOS FINANCIEROS 82
23.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría 82
23.2 Instrumentos derivados 83
23.3 Jerarquías del valor razonable 85
24. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR 85
25. PROVISIONES 86
26. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO 87
26.1 Aspectos generales: 87
26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: 87
26.3 Otras revelaciones 88
27. PATRIMONIO 89
27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo 89
27.2 Dividendos 90
27.3 Reservas por diferencias de conversión 90
27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas 90
27.5 Otras Reservas 91
27.6 Participaciones no controladoras 91
28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS 92
29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS 93
30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS 93
31. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS NIIF 9 94
32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA 94
33. RESULTADO FINANCIERO 95
34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO 96
34.1 Criterios de segmentación 96
34.2 Generación y Distribución 97
35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS 99
35.1 Garantías directas 99
35.2 Garantías Indirectas 99
35.3 Litigios y arbitrajes 100
35.4 Restricciones financieras 102
36. DOTACION 104
37. SANCIONES 104
38. MEDIO AMBIENTE 106
39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ENTIDADES CONSOLIDADAS 108
40. HECHOS POSTERIORES 109
ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA 110
ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 3 DE FEBRERO DE 2012 112
ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES 115
ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE 118
ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES 119

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

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

Enel Chile es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, desde el 13 de abril de 2016 y en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica desde el 31 de marzo de 2016. Adicionalmente, sus acciones transan en la Bolsa de Comercio de Santiago, en la Bolsa Electrónica de Chile y en la New York Stock Exchange desde el 21 de abril de 2016.

Enel Chile es subsidiaria de Enel S.p.A., entidad que posee, directa e indirectamente, una participación accionaria del 61,93%.

La Sociedad fue constituida inicialmente bajo la razón social de Enersis Chile S.A., el 22 de enero de 2016. La existencia de la compañía bajo su actual nombre, Enel Chile S.A., data del 4 de octubre de 2016, cuando se cambió su razón social mediante modificación de estatutos. Para efectos tributarios la sociedad opera bajo Rol Único Tributario 76.536.353-5.

Al 30 de septiembre de 2019 la dotación del Grupo alcanzó los 2.113 trabajadores. En promedio la dotación del Grupo durante el período de 2019 fue de 2.092 trabajadores (ver Nota 36).

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

i) La energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,

ii) Al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,

iii) Las telecomunicaciones e informática, y

iv) Negocios de intermediación a través de internet.

Los estados financieros consolidados de Enel Chile correspondientes al ejercicio 2018 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el 28 de febrero de 2019, y posteriormente presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 29 de abril de 2019, órgano que aprobó de forma definitiva los mismos.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Bases de preparación

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Chile al 30 de septiembre de 2019, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 30 de octubre de 2019, 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 Chile y subsidiarias al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018, 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 han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

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

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Los siguientes pronunciamientos contables han sido adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2019:

i. Nuevas Normas e Interpretaciones

Normas e Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria:
NIIF 16: *Arrendamientos*	1 de enero de 2019
CINIIF 23: *Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias*	1 de enero de 2019

NIIF 16 "Arrendamientos"

La NIIF 16, emitida en enero de 2016 por el IASB, establece los principios para el reconocimiento, medición y presentación de los arrendamientos, y sus revelaciones asociadas. La nueva norma sustituyó a la 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 comenzó su aplicación efectiva a partir del 1 de enero de 2019.

La NIIF 16 se basa en el concepto de control para la determinación de si un contrato es o contiene un arrendamiento. 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 reconoce 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 por derecho de uso separadamente del interés correspondiente al pasivo por arrendamiento relacionado. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo (igual o menor a 12 meses).

ii) Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto al modelo que establecía la NIC 17. El arrendador debe clasificar los arrendamientos, como operativos o financieros bajo los mismos principios de la norma anterior.

La implementación de la NIIF 16 en el Grupo requirió la aplicación de juicios y supuestos, los cuales se resumen a continuación:

- Análisis de los contratos de arrendamiento dentro del alcance de la norma. Dicho análisis incluyó, no sólo los contratos en que Enel Chile actúa como arrendatario, sino también los contratos de prestación de servicios y aquellos en que la compañía actúa como arrendador.

- Estimación de los plazos de arrendamiento, en función del período no cancelable y de los períodos cubiertos por las opciones de renovación cuyo ejercicio sea potestad de Enel Chile y se considere razonablemente cierto.

- Estimación de la tasa de descuento para calcular el valor presente de los pagos por arrendamiento. Esta es igual a la tasa incremental de los préstamos del arrendatario cuando la tasa de interés implícita en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente. Para el cálculo de los efectos al 1 de enero de 2019, el Grupo utilizó la tasa incremental de endeudamiento, definida esta como la tasa de interés que la compañía tendría que pagar por pedir prestado en un plazo similar, y con una garantía similar, los fondos necesarios para obtener un activo de un valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico similar.

El Grupo escogió utilizar la exención de aplicación de la Norma a contratos de arrendamiento con vencimiento inferior a 12 meses o que tienen activos subyacentes de bajo valor individual, como ejemplo: arrendamiento de ciertos equipos de oficina (computadoras personales, impresoras y fotocopiadoras). Ver Notas 3.f y 18.d.

Para la transición de la nueva Norma, el Grupo aplicó las siguientes soluciones prácticas:

- No evaluar nuevamente si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. En su lugar, el Grupo aplicó la norma a los contratos que se identificaron previamente como arrendamientos aplicando NIC 17 y CINIIF 4. Por lo tanto, el Grupo no aplicó la norma a los contratos que no fueron previamente identificados como arrendamiento.

- Aplicar esta Norma retroactivamente con el efecto acumulado de la aplicación inicial, lo que supone no reexpresar períodos comparativos y presentar el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas al 1 de enero de 2019.

- Reconocer en la fecha de aplicación inicial activos por derecho de uso por un importe igual a los pasivos por arrendamiento, ajustado por el importe de cualquier pago por arrendamiento anticipado o acumulado reconocido en el estado de situación financiera inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial.

Los principales efectos que surgen por la aplicación de la nueva Norma en las compañías del Grupo, son aquellos relacionados con contratos de arrendamiento de terrenos, edificios y automóviles. Como consecuencia del cambio de modelo contable para los arrendatarios, el Grupo presentó un aumento en sus pasivos no corrientes y corrientes por un monto de M$ 29.161.862 al 1 de enero de 2019, por el reconocimiento de pasivos por arrendamiento, y un aumento en los activos no corrientes por igual monto, como consecuencia del reconocimiento de los derechos de uso originados en dichos contratos. Cabe destacar que la aplicación de la Norma no generó un efecto en el saldo de apertura de las ganancias acumuladas al 1 de enero de 2019. Para más información ver Notas 18.c y 21.

El promedio ponderado de la tasa incremental por préstamos utilizada para el registro de los pasivos por arrendamiento al 1 de enero de 2019, fue de 5,5%.

La conciliación entre el monto total de los pagos futuros mínimos derivados de los contratos de arrendamiento operativo de acuerdo a NIC 17 y el pasivo financiero por arrendamiento registrado al 1 de enero de 2019, es como sigue:

	M$
Pagos futuros mínimos de arrendamientos operativos al 31.12.2018	47.415.134
Efecto del descuento de acuerdo a la tasa Incremental por préstamos	(18.253.272)
Pasivo por arrendamiento	**29.161.862**

Producto de lo anterior, durante el período de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2019 el Grupo reconoció un mayor gasto financiero asociado a los nuevos pasivos por arrendamientos por M$831.265 y una mayor depreciación asociada a los derechos de uso por M$1.743.264.

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 incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto a las ganancias puede afectar tanto el impuesto corriente como el impuesto diferido. El umbral para reflejar los efectos de la incertidumbre es si es probable que la autoridad tributaria acepte o no un tratamiento tributario incierto, suponiendo que la autoridad tributaria examinará las cantidades que tiene derecho a examinar y tiene pleno conocimiento de toda la información relacionada.

Esta interpretación comenzó su aplicación efectiva a partir del 1 de enero de 2019. La aplicación de CINIIF 23, no generó impactos en los estados financieros consolidados de Enel Chile y subsidiarias.

ii. Mejoras y enmiendas

Mejoras y Enmiendas	Fecha de aplicación obligatoria:
Enmiendas a NIIF 9: *Características de cancelación anticipada con compensación negativa*	1 de enero de 2019
Enmiendas a NIC 28: *Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos*	1 de enero de 2019
Mejoras anuales a las NIIF: *Ciclo 2015-2017 (NIIF 3, NIIF 11, NIIF 12 y NIC 23)*	1 de enero de 2019
Enmiendas a NIC 19: *Modificación, reducción o liquidación de un plan*	1 de enero de 2019

Enmienda a NIIF 9 "Características de cancelación anticipada con compensación negativa"

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

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 terminar 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, son mínimos.

La aplicación de esta enmienda, a partir del 1 de enero de 2019, no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

Enmienda a NIC 28 "Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos"

La enmienda aclara que la NIIF 9 es aplicable a inversiones a largo plazo que una entidad tiene en una asociada o negocio conjunto, para las cuales no aplique el método de la participación. Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida de crédito esperado, descrito en la NIIF 9, se aplica a estos intereses a largo plazo.

La aplicación de esta enmienda, a partir del 1 de enero de 2019, no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2015-2017 "NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23"

NIIF 3, "Combinaciones de Negocios", y NIIF 11, "Acuerdos Conjuntos": Clarifica la contabilización de los incrementos en la participación en una operación conjunta que reúne la definición de un negocio. Si una parte mantiene (u obtiene) control conjunto, la participación mantenida previamente no se vuelve a medir. Si una parte obtiene el control, la transacción es una combinación de negocios por etapas y la parte adquirente vuelve a medir la participación mantenida previamente en los activos y pasivos de una operación conjunta, a valor razonable.

NIC 12, "Impuesto a la Renta": Aclara que el impuesto a las ganancias de los dividendos está vinculado más directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los accionistas. Por lo tanto, una entidad reconoce el impuesto a las ganancias a los dividendos en resultados, otro resultado integral o patrimonio según donde la entidad originalmente reconoció esas transacciones o eventos pasados.

NIC 23," Costos de Préstamos": Clarifica que los préstamos que estaban destinados específicamente a financiar activos calificados pasan a formar parte de los préstamos generales de la entidad, a efectos del cálculo de la tasa de capitalización, cuando se completan sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar el activo para su uso o venta previstos.

La aplicación de estas mejoras, a partir del 1 de enero de 2019, no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

Enmienda a NIC 19 "Modificación, reducción o liquidación de un plan"

La enmienda a IAS 19 *Beneficios de los empleados*, emitida en febrero de 2018, aborda la contabilización de una modificación, reducción o liquidación de un plan durante un período de reporte. La enmienda especifica que se requiere que una entidad determine el costo actual del servicio y el interés neto por el resto del período anual, utilizando los supuestos actuariales utilizados para volver a medir el pasivo (activo) por beneficios definidos y los activos del plan después de la modificación, reducción o liquidación del plan.

La enmienda aclara 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. Este monto se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del techo del activo 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 no se compensan con dichos montos.

La enmienda se aplica a las modificaciones, reducciones o liquidaciones del plan ocurridas a partir del 1 de enero de 2019.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2020 y siguientes:

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

i. Mejoras y enmiendas

Mejoras y Enmiendas	Fecha de aplicación obligatoria:
Marco Conceptual (*Revisado)*	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 3: *Definición de un Negocio*	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: *Definición de Material o con Importancia Relativa*	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7: *Reforma de las tasas de interés de referencia.*	1 de enero de 2020

Marco Conceptual (Revisado)

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 IASB también emitió un documento de acompañamiento por separado, "Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF", que establece enmiendas que afectan a otras NIIF con el fin de actualizar las referencias al nuevo Marco Conceptual.

El Marco Conceptual (Revisado), así como las Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF, entra en vigencia a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada, si se adoptan al mismo tiempo todas las modificaciones realizadas. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación del nuevo Marco Conceptual en los estados financieros consolidados del Grupo.

Enmiendas a NIIF 3 "Definición de un Negocio"

La NIIF 3 *Combinaciones de Negocios* fue modificada por el IASB en octubre de 2018, para aclarar la definición de Negocio, con el objetivo de ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como la adquisición de un activo. Para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyan de forma significativa a la capacidad de elaborar productos. La enmienda además añade guías y ejemplos ilustrativos para evaluar si se ha adquirido un proceso sustancial.

La enmienda es aplicable prospectivamente a las combinaciones de negocios y adquisiciones de activos cuya fecha de adquisición sea a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada.

Enmiendas a NIC 1 y NIC 8 "Definición de Material o con Importancia Relativa"

En octubre de 2018 el IASB modificó la NIC 1 *Presentación de estados financieros* y la *NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores,* para mejorar la definición de Material y las explicaciones que acompañan a la definición. Las enmiendas aseguran que la definición de material sea coherente en todas las NIIF.

La información es material o tiene importancia relativa si su omisión, distorsión u ocultamiento puede influir razonablemente en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman a partir de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad que informa específica.

Las enmiendas son aplicables de forma prospectiva a los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada.

Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 "Reforma de las tasas de interés de referencia"

El 26 de septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a algunos requisitos para la contabilidad de coberturas de la NIIF 9 Instrumentos Financieros y NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, y los requerimientos de revelación de la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar, en respuesta a la reforma que elimina gradualmente las tasas de interés de referencia, tales como de las tasas de interés de oferta interbancaria (IBORs, por su sigla en inglés).

Las implicaciones contables de dicha reforma serán abordadas por el IASB en dos etapas. La primera de ellas, que culmina con estas enmiendas, se centra en los efectos contables de la incertidumbre en el período previo a la reforma. La segunda etapa, se centrará en establecer las posibles consecuencias contables de reemplazar las tasas de referencia.

Las NIIF requieren que las empresas utilicen información prospectiva para aplicar la contabilidad de cobertura. Si bien la reforma de las tasas de interés está en curso, existe incertidumbre acerca de cuándo se reemplazarán los puntos de referencia de la tasa de interés actual y con qué tipo de interés. Las enmiendas proporcionan excepciones temporales de aplicación a algunos requisitos para la contabilidad de coberturas. Sin las enmiendas, dicha incertidumbre podría dar lugar a que una empresa tenga que suspender la contabilidad de coberturas debido al efecto de la reforma en su capacidad para realizar evaluaciones prospectivas (por ejemplo, no cumplir con el requisito "altamente probable" para coberturas de flujo de efectivo).

Las enmiendas son aplicables para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

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

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

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).

- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h).

- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 3.q).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 26).

- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).

- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.h y 23).

- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.

- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 2.2).

- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).

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

- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios. (ver Nota 3.p).

- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.g.3)

- Determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación, así como las tasas a utilizar para el descontar los pagos por arrendamiento (ver Nota 3.f).

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

2.4 Sociedades subsidiarias

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

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

El Grupo reevaluará si tiene o no control en 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 se consolidan por integración global, tal como se describe en la Nota 2.7.

A continuación, se detallan las entidades en las cuales el Grupo tiene la capacidad de ejercer control y por consiguiente forman parte de los presentes estados financieros consolidados intermedios:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 30/09/2019			Participación al 31/12/2018		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.722.488-5	Empresa de Trasmisión Chena S.A.	Chile	Peso Chileno	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Chile	Peso Chileno	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Chile	Peso Chileno	-	92,65%	92,65%	-	92,65%	92,65%
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Peso Chileno	99,09%	-	99,09%	99,09%	-	99,09%
91081000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Peso Chileno	93,55%	-	93,55%	93,55%	-	93,55%
78.932.860-9	GasAtacama Chile S.A.	Chile	Peso Chileno	-	100,00%	100,00%	2,63%	97,37%	100,00%
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.*	Chile	Peso Chileno	-	-	-	-	100,00%	100,00%
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Chile	Peso Chileno	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Chile	Peso Chileno	57,50%	-	57,50%	57,50%	-	57,50%
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.**	Chile	Dólar Americano	99,99%	-	99,99%	99,99%	-	99,99%
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.**	Chile	Dólar Americano	0,04%	99,96%	100,00%	0,05%	99,95%	100,00%
76.306.985-0	Diego de Almagro Matriz SpA**	Chile	Dólar Americano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.**	Chile	Dólar Americano	0,01%	99,99%	100,00%	0,01%	99,99%	100,00%
96.971330-6	Geotérmica del Norte S.A.**	Chile	Dólar Americano		84,59%	84,59%		84,59%	84,59%
99.577.350-3	Empresa Nacional de Geotermia S.A.**	Chile	Dólar Americano	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.**	Chile	Dólar Americano	0,01%	99,99%	100,00%	-	99,99%	99,99%
76.126.507-5	Parque Talinay Oriente S.A.**	Chile	Dólar Americano	-	60,91%	60,91%	-	61,37%	61,37%
76.321458-3	Almeyda Solar SpA**	Chile	Dólar Americano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SpA**	Chile	Dólar Americano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
76.924.079-9	Enel X Chile Spa***	Chile	Peso Chileno	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%

(*) ver sección 2.4.1 a continuación, letra i.
(**) ver sección 2.4.1 a continuación, letra ii.
(***) ver sección 2.4.1 a continuación, letra iii.

2.4.1 Variaciones al perímetro de consolidación

i. Con fecha 1 de septiembre de 2019, la sociedad Gasoducto Gasatacama Argentina S.A. fue absorbida por Gasatacama Chile S.A., siendo esta última la continuadora legal. Posteriormente, con fecha 1 de octubre de 2019, se produce la fusión impropia entre Gasatacama Chile S.A. y Enel Generación Chile S.A. producto de una operación acordada en el Directorio de Enel Generación Chile S.A. de fecha 29 de agosto de 2019. La operación consistió en la adquisición por parte de Enel Generación Chile S.A. del 2,63% de las acciones que poseía Enel Chile S.A. en Gasatacama Chile S.A., tras lo cual Enel Generación Chile S.A. pasó a reunir el 100% de las acciones de esta sociedad, provocándose la fusión impropia y a transformarse en la continuadora legal de Gasatacama Chile S.A..

ii. Con fecha 2 de abril de año 2018 fueron integrados los activos energéticos renovables en Chile mantenidos por Enel Green Power Latin Américas S.A. (“EGPL”) con Enel Chile (ver Nota 6). Las sociedades que componen el Grupo corresponden a:

- Enel Green Power Chile Ltda.
- Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.
- Diego de Almagro Matriz SpA

- Parque Eólico Tal Tal S.A.
- Geotérmica del Norte S.A.
- Empresa Nacional de Geotermia S.A.
- Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.
- Parque Talinay Oriente S.A.
- Almeyda Solar SpA
- Enel Green Power del Sur SpA

iii. Con fecha 7 de septiembre de 2018 se constituyó la subsidiaria Enel X Chile SpA., la cual tiene por objeto social, entre otros, desarrollar, implementar y vender productos y servicios relacionados con la energía que incorporen la innovación, tecnología de punta y las tendencias del futuro y sean distintos de la distribución eléctrica concesionada y de los servicios anexos a aquélla, sea que estén tarificados o no.

2.5 Entidades asociadas

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

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta.

En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada período, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos de Enel Chile o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.i.

El detalle de las Sociedades que clasifican como Asociadas, son los siguientes:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 30/09/2019			Participación al 31/12/2018		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Dólar Americano	-	33,33%	33,33%	-	33,33%	33,33%
76.364.085-K	Energía Marina SpA	Chile	Peso Chileno	-	25,00%	25,00%	-	25,00%	25,00%

- Con fecha 2 de abril de año 2018 fueron integrados los activos energéticos renovables en Chile mantenidos por Enel Green Power Latin Américas S.A. (“EGPL”) con Enel Chile (ver Nota 6). Entre las sociedades que son incorporadas se encuentran la asociada Energía Marina SpA..

2.6 Acuerdos Conjuntos

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

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

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.i.

- Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

El detalle de Sociedades clasificadas como Negocios Conjuntos, es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 30/09/2019			Participación al 31/12/2018		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.091595-5	Aysén Energía S.A. (1)	Chile	Peso Chileno	-	-	-	-	51,00%	51,00%
76.041891-9	Aysén Transmisión S.A. (1)	Chile	Peso Chileno	-	-	-	-	51,00%	51,00%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Peso Chileno	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%

(1) Las compañías Aysén Energía S.A. y Aysén Trasmisión S.A. fueron liquidadas con fecha 24 de junio de 2019.

Enel Chile actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias se consolidan integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra-Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades subsidiarias, se incluyen en los estados de resultados integrales consolidados desde la fecha en que Enel Chile obtiene el control de la sociedad subsidiaria hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

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

   Para cada combinación de negocios, las NIIF permiten valorar las participaciones no controladoras de la adquirida en la fecha de adquisición: i) a valor razonable; o ii) por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, siendo esta última la metodología que el Grupo ha aplicado de forma sistemática a sus combinaciones de negocios.

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

   En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la entidad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del período.

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

3. La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno, que no operan en economías hiperinflacionarias, se realiza del siguiente modo:

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

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

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

    d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 27.3).

4. Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, como es el caso de la economía Argentina (ver Nota 7), se ajustan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición monetaria neta en resultados, para luego convertir todas la partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente.

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

6. Los cambios en la participación en las entidades subsidiarias 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 pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

    Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “unificación de intereses”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los 12 meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 18 b.1).

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 18 b.2).

- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 25).

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

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

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

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

Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las entidades consolidadas esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamiento correspondientes a propiedades, plantas y equipos, de acuerdo a los criterios detallados en la Nota 3.f.

Las siguientes son las principales clases de propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 60
Planta y equipos	6 – 65
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	2 – 35
Vehículos de motor	5 – 10

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

Clases de Plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 65
Equipo electromecánico	10 – 45
Centrales Carbón/Fuel	20 – 40
Centrales de Ciclo combinado	10 – 25
Renovables	20
Distribución:	
Red de alta tensión	10 – 60
Red de baja y media tensión	10 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 50
Subestaciones primarias	6 – 25
Transporte de gas natural:	
Gasoductos	20

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

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de ítems de propiedades, planta y equipos, se reconocen como “Otras ganancias (pérdidas)” en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) Propiedad de inversión

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

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

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

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

El valor razonable de los inmuebles de inversión se desglosa en la Nota 19.

c) Plusvalía

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

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

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

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

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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

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

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en períodos anteriores se explican en la letra e) de esta Nota.

d.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 resultados integrales consolidado en el período en que se incurren.

d.2) Otros activos intangibles

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

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

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

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

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

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

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector. Al cierre de diciembre de 2018, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones se ubicaron entre un 2,3% y un 3,1%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica. Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales aplicadas al cierre de diciembre de 2018 se ubicaron entre un 6,9% y un 11%.

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

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

f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Chile analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

Cuando el Grupo actúa como arrendatario, al comienzo del arrendamiento (es decir, en la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso) registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

El Grupo reconoce inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados hasta la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor. El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento. Para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado, se aplican los mismos criterios detallados en la Nota 3.e.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la compañía, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra; y v) penalizaciones por término del arriendo.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo del arrendamiento, en el importe de los pagos esperados relacionados con una garantía de valor residual en la evaluación de una opción de compra o cambio de un índice o tasa utilizados para determinar los pagos por arrendamiento). El costo financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Cuando el Grupo actúa como arrendador, clasifica al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la compañía reconoce en su estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

g) Instrumentos financieros

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

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.i y 15) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (ver Nota 3.k), 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 a flujos de efectivo que son solamente 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 de 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.

Estos activos financieros 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 en Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estos activos financieros, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en el resultado del período, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

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, 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.

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada período de reporte. 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.

La pérdida crediticia esperada, determinada considerando probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default), pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default) y exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default), es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original.

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

- Enfoque general: aplicado a activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

  En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas para activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, se realiza sobre una base individual.

- Enfoque simplificado: para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el Grupo aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque aplicado en mayor medida por el Grupo, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Chile y sus subsidiarias.

  Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica dos tipos de evaluación de pérdidas crediticias esperadas:

  - Evaluación colectiva: basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "clusters", teniendo en cuenta cada negocio y el contexto regulatorio local. Las cuentas por cobrar se agrupan

según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. Para cada grupo se considera una definición específica de incumplimiento.

- Evaluación analítica o individual: si las cuentas por cobrar son consideradas individualmente significativas por la administración, y hay información específica sobre cualquier aumento significativo en el riesgo de crédito, el Grupo aplica una evaluación individual de las cuentas por cobrar. Para la evaluación individual, la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo.

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, el Grupo aplica principalmente una definición predeterminada de 180 días de vencimiento para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros que tienen más de 90 días de vencimiento generalmente no se consideran en incumplimiento.

Para medir las pérdidas crediticias esperadas de manera colectiva, el Grupo considera los siguientes supuestos:

- PD: estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 24 meses.

- LGD: calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva; y

- EAD: exposición contable en la fecha de reporte, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, el ajuste prospectivo puede aplicarse considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros, con carácter general, se registran inicialmente a valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores, estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.g.1).

Los pasivos por arrendamiento se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo a los criterios detallados en la Nota 3.f.

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 23, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

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

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en 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 integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

  La contabilidad de coberturas se discontinua sólo cuando la relación de cobertura (o una parte de la relación) deja de cumplir con los criterios requeridos, después de realizar cualquier reequilibrio de la relación de cobertura, si es aplicable. En caso de no ser posible continuar con la relación de cobertura, incluyendo cuando el instrumento de cobertura expira, se vende, resuelve o ejerce, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio hasta que 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.

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

- El Grupo ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad, o si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

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

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. Una permuta de un instrumento de deuda con condiciones sustancialmente diferentes, o una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente (o una parte del mismo), se registra como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero.

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

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

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

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

g.8) Contratos de garantías financieras

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

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

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones ver la Nota 3.m; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con la política de reconocimiento de ingresos (ver Nota 3.q).

h) Medición del valor razonable

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

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

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

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

- Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.
- Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas como, por ejemplo, “Bloomberg”.

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

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

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;

- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía;

- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

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

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 23.3.

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

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

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

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

Las Sociedades clasificadas como "Asociadas y Negocios Conjuntos" (ver Nota 2.5 y 2.6 respectivamente) de los presentes estados financieros consolidados son valorizadas por este método.

j) 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.

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

k) 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.

l) Acciones propias en cartera

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

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

m) Provisiones

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

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

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

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

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

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, relacionados con planes de prestación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

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

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

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

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

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

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera adjunto, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción del Grupo, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

p) Impuesto a las ganancias

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

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

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

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en 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, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

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

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

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

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

q) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por el Grupo:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Chile aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.

  - Generación: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.

  - Distribución: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el período, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

  Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Notas 2.3, 28 y Anexo 2.2).

- Venta y transporte de gas: los ingresos se reconocen a lo largo del tiempo, en base a las entregas físicas efectivas de gas en el período de consumo, a los precios establecidos en los contratos respectivos.

- Otros servicios: principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico, construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.

- Venta de bienes: los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos, o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

Enel Chile determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar 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.

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica, los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto si el período de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación, se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente.

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, el Grupo no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación. Los costos incurridos para obtener un contrato son sustancialmente pagos de comisiones por ventas que, si bien son costos incrementales, se relacionan con contratos de corto plazo o con obligaciones de desempeño que se satisfacen en un determinado momento, por lo tanto, el Grupo ha decidido reconocer estos costos como un gasto cuando tengan lugar.

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

r) Ganancia (pérdida) por acción

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

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

s) Dividendos

El artículo N° 79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

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

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

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta “Primas de emisión”, netos de los efectos fiscales que corresponda.

En el caso que la cuenta prima de emisión no tenga saldo, o que los gastos de emisión y colocación de acciones excedan su monto, éstos se registran en la cuenta “Otras reservas”. Posteriormente, estos costos deben ser deducidos del capital pagado, deducción que debe ser aprobada en la Junta Extraordinaria Accionistas más cercana, respecto de la fecha en que los correspondientes desembolsos fueron incurridos.

u) Estado de flujos de efectivo

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

- Flujos de efectivo: entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco Regulatorio

El sector eléctrico chileno se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos N°20.018, contenida en el DFL Nº 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. Nº 327 de 1998.

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), y con la Agencia de Sostenibilidad Energética.

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 del 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), o bien, clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 KW que opten por ser cliente libre, con un período de permanencia mínima de cuatro años. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras.

- **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.

- **Otras Empresas Generadoras,** La relación entre empresas generadoras puede darse a través de contratos bilaterales o bien debido a transferencias en Mercado Spot o de corto plazo. Estas últimas, corresponden 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; los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema, valorando la energía a costo marginal y la potencia al precio de nudo correspondiente 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 cuadrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

La planificación de los sistemas de Transmisión Nacional y Zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, para lo cual el Coordinador Eléctrico Nacional emite anualmente un plan de expansión, el cual es publicado por CNE para recepción de propuestas de los interesados. El Informe de Plan de Expansión puede recibir observaciones de los participantes y debe ser aprobado finalmente 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 licita la ejecución, 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, pero debe licitar su construcción. Ambos tipos de licitaciones son gestionadas por el Coordinador.

La remuneración de las obras nuevas corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. Por su parte, la remuneración de las obras nuevas se conforma por el valor de inversión resultante de la licitación y por el costo de operación y mantenimiento aplicable. En ambos casos, a partir del 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 por uso de los sistemas de transmisión. Dichos cargos son definidos ($/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 todos los clientes y suministrar electricidad a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5.000 kW 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 ±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 promulgación de la Ley General del Servicios Eléctricos en el año 1982.

b) Temas Regulatorios 2019

Plan Normativo CNE 2019

Mediante Resolución Exenta N°790, de fecha 10 diciembre de 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 2019. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2019 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2018, cuya elaboración continuará en desarrollo durante el año 2019.

Reglamentos Publicados 2019

Reglamento de Servicios Complementarios. Con fecha 27 de marzo de 2019, el Ministerio de Energía aprueba el Decreto N°113/2017 correspondiente al Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, con vigencia diferida a partir del 1 de enero de 2020.

Plan de Expansión de la Transmisión 2017

Cumpliendo con las etapas del proceso estipuladas en la legislación, el Ministerio de Energía con fecha 8 de noviembre de 2018 fija las Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes. Posteriormente, con fecha 9 de enero de 2019, el Ministerio de Energía fija las Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que también deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes.

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 presentar propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión hasta el 30 de abril de 2018, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica. Siguiendo con las etapas del proceso, con fecha 14 de noviembre de 2018, la CNE publica Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018. Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Final mediante Resolución Exenta N°14 de fecha 11 de enero de 2019. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública. Considerando lo anterior, la CNE publica el Informe Técnico Definitivo que contiene el Plan de Expansión Anual correspondiente al año 2018, mediante Resolución Exenta N° 334 de fecha 29 de mayo de 2019.

Plan de Expansión de la Transmisión 2019

En el marco del proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 2019, la CNE convocó a todos los interesados a presentar propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión hasta el 22 de abril de 2019, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica.

c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

c.1 Fijación Tarifas de Distribución

El proceso de fijación de tarifas para el cuadrienio 2016 -2020 culminó el 24 de agosto de 2017 con la publicación en el Diario Oficial del Decreto N°11T/2016, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución, el cual tuvo vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Con fecha 27 de junio de 2018, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°2T/2018, que fija factor de ajuste de potencia de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, que rige para el cuadrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.

Con fecha 26 de julio de 2019, por medio del Oficio Ordinario N°15699/2019, SEC instruyó un plan de acción para hacer efectivo el ajuste indicado en Oficio Ordinario N°490/2019 de CNE, respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía. La vigencia del ajuste fue retroactiva a partir del 28 de septiembre de 2018.

Con fecha 28 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N°5T del Ministerio de Energía, que actualiza el Decreto N°11T/2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualiza las tarifas del segmento de distribución eléctrica las tarifas del segmento de distribución vigentes hasta la próxima fijación tarifaria.

Las tarifas a cliente final que han regido durante 2018-2019 fueron determinadas sobre la base de los siguientes decretos y resoluciones:

i) Decreto N°11/2016, 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 rigió retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016.

ii) Decreto N°2T/2018, que fija factor de ajuste de potencia de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 27 de junio de 2018 y que rige para el cuadrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.

iii) Decreto N°5T/2018, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto N°11T de 2016, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018 y que rige desde su fecha de publicación hasta el 3 de noviembre de 2020.

iv) Oficio Ordinario SEC N°15699/2019, que instruye plan de acción por ajuste informado en Oficio Ordinario CNE N°490/2019 respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, con efecto retroactivo desde el 28 de septiembre de 2018 y que rige hasta el 3 de noviembre de 2020.

v) Decreto N°6T/2017, que fija Valor Anual por Tramo de la Instalaciones de Transmisión Zonal y Dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de Indexación para el bienio 2018-2019, publicado por el Ministerio de Energía en el Diario Oficial el 5 de octubre de 2018 y que rige desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019.

vi) Decretos de Precios:

-Precios de nudo promedio:

Con fecha 24 de marzo de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°12T/2017, 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.

Con fecha 28 de septiembre de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T/2018, 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 2018.

Con fecha 6 de mayo de 2019, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°20T/2018, 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 2019.

Con fecha 5 de octubre de 2019, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T/2019, 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 2019.

-Precios de nudo de corto plazo:

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

Con fecha 8 de febrero de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto 12T/2018, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de octubre de 2018.

Con fecha 5 de junio de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto 1T/2019, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2019.

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

Con fecha 24 de julio de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°13T/2018, que fija precios de Servicios no Consistentes en Suministros de Energía asociados a la distribución eléctrica. Dichos precios comenzaron a regir desde la publicación del mencionado decreto y son los vigentes a la fecha.

c.3 Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal

Con fecha de 5 de octubre de 2018, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°6T/2017 que fija valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019.

c.4 Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023

En el marco del proceso de Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023 se desarrollan 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.

Dentro de este proceso, 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 proceso. En este contexto, con fecha 4 de septiembre de 2018 la CNE publicó Resolución Exenta N°613 mediante la cual invalidó las etapas ya realizadas del referido proceso, retrotrayéndolo a la publicación del informe técnico preliminar. Así, con fecha 5 de octubre de 2018, CNE publicó un nuevo Informe Técnico Preliminar mediante Resolución Exenta N°673, el cual recibió las observaciones de los interesados inscritos en el proceso. Posteriormente, con fecha 21 de noviembre de 2018, la CNE mediante Resolución Exenta N°761 emitió el Informe Técnico Final de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Trasmisión para el período 2020-2023. Siguiendo con las etapas del proceso, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos. Finalmente, con fecha 09 de abril de 2019, la CNE mediante Resolución Exenta 244 publica Informe Técnico Final.

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 y participaron del proceso de discrepancias ante el Panel de Expertos. Con fecha 05 de junio de 2018, la CNE aprueba el Informe Técnico Definitivo que determina Vidas Útiles, mediante Resolución Exenta N°412.

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 (29 de diciembre de 2017). Dicho documento, en términos generales, norma el proceso de contratación del estudio tarifario y define las reglas para efectuar el estudio tarifario 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 presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública. Luego de la culminación del proceso de Calificación de Instalaciones señalado precedentemente., la CNE mediante la Resolución Exenta N°272, con fecha 26 de abril de 2019, aprueba las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión

Siguiendo con las etapas del proceso establecidas por la legislación, la CNE constituyó un Comité para la adjudicación y supervisión de los estudios de valorización de las instalaciones de Transmisión, mediante Resolución Exenta N° 271 con fecha 26 de abril de 2019.

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. Asimismo, la CNE informó el inicio de un cuarto proceso denominado Licitación Suministro 2019/01.

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.

Durante el período de nueve meses al 30 de septiembre de 2019, se inició el proceso de Licitación Suministro 2019/01, el cual contempla un monto total de 5,8TWh/anuales a licitar, con un periodo de vigencia entre los años 2026 y 2040. La fecha de cierre para la presentación de ofertas, corresponde al 27 de mayo de 2020, según lo anunciado por la CNE.

5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA

Electrogas S.A.

Con fecha 16 de diciembre de 2016, Enel Generación Chile acordó y suscribió un contrato de compraventa de acciones con Aerio Chile SpA (“Aerio Chile”), sociedad que es de total propiedad (indirecta) de REN –Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S. S.A., en virtud del cual Enel Generación Chile vendería la totalidad de la participación de que era titular en Electrogas S.A., representativa de un 42,5% del capital de dicha sociedad. El precio acordado ascendió a la cantidad de US$ 180 millones, el cual se pagaría en la fecha de cierre de la referida transacción.

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

Finalmente, la venta se perfeccionó el 7 de febrero de 2017, el valor recaudado ascendió a M$115.582.806 y originó una ganancia antes de impuestos de M$105.311.912.

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

6. COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN

Proyecto de Reorganización Societaria

Considerando la alta prioridad que tienen las energías renovables en la estrategia Open Power, y con el propósito de consolidar un vehículo que potencie al máximo dicha estrategia, con fecha 25 de agosto de 2017 Enel Chile propuso para la consideración de Enel S.p.A, una reorganización societaria (en adelante “la Reorganización de Activos Renovables”) la cual consistía en integrar los activos energéticos renovables en Chile mantenidos por Enel Green Power Latin America S.A. (“EGPL”) con Enel Chile, que a su vez, era la controladora de los activos de generación de energía convencional pertenecientes a Enel Generación Chile S.A. (“Enel Generación Chile”) y los activos de distribución de energía eléctrica pertenecientes a Enel Distribución Chile S.A.

Enel Chile y Enel Generación Chile son entidades registradas en la Comisión para el Mercado Financiero de Chile y tienen American Depository Receipts (“ADS”) transados en la Bolsa de Valores de Nueva York, por lo cual también están sujetas a la regulación de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica.

EGPL era subsidiaria indirecta de Enel S.p.A., controlada a través de Enel Green Power S.p.A. (“EGP”).

La Reorganización propuesta involucró las siguientes fases, cada una de las cuales se condicionaron en la implementación de la otra, según la siguiente descripción:

i) Oferta Pública de Adquisición de Acciones (“OPA”)

Enel Chile presentó una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA") dirigida a adquirir la totalidad de las acciones emitidas por su subsidiaria Enel Generación Chile que sean de propiedad de los accionistas minoritarios de esta última (equivalente a un 40% aproximadamente de su capital emitido), en dinero en efectivo a un precio de $590 por acción, con la condición de que los accionistas de Enel Generación Chile usaran $236 para suscribir acciones de Enel Chile, como así también los ADS tendrían un valor de $17.700, también pagaderos en dinero en efectivo y sujetos a que $ 7.080 fueran utilizados para suscribir ADS de Enel Chile, a un precio de suscripción de $ 82 por acción de Enel Chile o $ 4.100 por cada ADS de Enel Chile (Condición de Suscripción de Acciones/ADS).

ii) Aumento de capital

Enel Chile realizó un aumento de capital (el "Aumento de capital") para tener disponible un número suficiente de acciones ordinarias de Enel Chile para entregar a los tenedores de las acciones y ADS de Enel Generación Chile para satisfacer la condición de suscripción de Acciones / ADS.

En relación al aumento de capital, de acuerdo con la legislación chilena, Enel Chile realizó una oferta de suscripción de acciones preferentes, en la cual los accionistas o terceros que hubieren ejercido sus derechos de suscripción podrían concurrir a otorgar los contratos de suscripción de acciones correspondientes en el prorrateo y proceder al pago de $82 por acción correspondiente a las acciones suscritas por estos.

iii) Fusión

Una vez declarada exitosa la OPA, EGPL se fusionó con Enel Chile (la “Fusión”). En consecuencia, los activos renovables de propiedad de EGPL se integraron en Enel Chile.

Con fecha 20 de diciembre de 2017, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Chile aprobó la Reorganización, sujeta al cumplimiento de las condiciones establecidas para la OPA, Aumento de capital y Fusión. La Junta también aprobó el aumento de capital de Enel Chile en la cantidad de $1.891.727.278.668, mediante la emisión de 23.069.844.862 nuevas acciones de pago, todas de una misma serie y sin valor nominal, al precio y demás condiciones aprobadas por la Junta.

Finalmente, con fecha 25 de marzo de 2018, también se aprobaron las modificaciones a los artículos de incorporación de Enel Chile para reflejar los acuerdos de Fusión, Aumento de Capital y ampliación del objeto social de Enel Chile, entre otras disposiciones. La OPA ocurrió entre el 16 de febrero y 22 de marzo de 2018, la suscripción de acciones preferentes en relación al aumento de capital, ocurrió entre el 15 de febrero y 16 de marzo de 2018 y la Reorganización de Activos Renovables (incluyendo la Fusión), fue finalizada y entró en vigencia el 2 de abril de 2018 e implicó un aumento de la participación de Enel Chile en Enel Generación Chile desde un 59,98% a un 93,55% y la fusión de Enel Chile con EGPL, desde esta fecha, proceso por el cual Enel S.p.A. aumentó su participación total sobre Enel Chile a 61,93%.

Valor contable de los activos y pasivos de EGPL en la fecha de fusión:

Activos netos adquiridos identificables	**M$**
Efectivo y equivalentes al efectivo	12.173.982
Otros activos financieros corrientes	8.460
Otros activos no financieros corriente	3.832.583
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	27.414.273
Cuentas por Cobrar a relacionadas, corrientes	73.749.131
Inventarios	2.851.171
Activos por impuestos corrientes	2.750.250
Otros activos financieros no corrientes	5.685.422
Otros activos no financieros, no corrientes	262.878
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	43.829.961
Activos intangibles distintos de la plusvalía	41.786.159
Plusvalía	6.652.935
Propiedades, planta y equipo	1.365.850.084
Activos por impuestos diferidos	21.246.605
Otros pasivos financieros, corrientes	(62.444.763)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(49.109.886)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	(33.381.911)
Pasivos por impuestos corrientes	(347.483)
Otros pasivos financieros, no corrientes	(259.856.654)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	(396.081.972)
Otras provisiones no corrientes	(9.169.918)
Pasivo por impuestos diferidos	(58.067.689)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(603.109)
Total	**739.030.509**

7. HIPERINFLACIÓN ARGENTINA

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina es considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N°29 - *Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias*. Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante tres años.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de la sucursal Argentina que posee el Grupo GasAtacama en que Enel Chile participa, han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros.

Los índices generales de precios utilizados al cierre de los períodos reportados son:

	Índice general de precios
Desde Enero de 2015 a diciembre de 2017	82,52%
Desde enero a septiembre de 2018	28,19%
Desde enero a diciembre de 2018	47,83%
Desde enero a septiembre de 2019	37,41%

A continuación, se presenta un resumen del efecto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados de Enel Chile:

Resultado por Hiperinflación	**Saldo al 30/09/2019 M$**	**Saldo al 31/12/2018 M$**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	141	82
Propiedades, planta y equipo	785.487	472.628
Patrimonio	(4.043.625)	(1.987.969)
Ventas de Energía	(629.198)	-
Otras Prestaciones de Servicios	-	(312.197)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	322	9.886
Gastos de Personal	81.087	41.023
Otros Gastos Fijos de Explotación	40.120	43.429
Ingresos Financieros	(155.006)	(64.489)
Gastos Financieros	24.160	20.295
Resultado por Hiperinflación *	**(3.896.512)**	**(1.777.312)**

(*) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”, el cual se deriva de los resultados que surgen de la posición neta de activos y pasivos monetarios. Este resultado se determina mediante la reexpresión de los activos y pasivos no monetarios, como así también de aquellas cuentas de resultados que no se determinen de una base ya actualizada (ver Nota 33).

8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

a) La composición del rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Efectivo en caja	122.005	44.326
Saldos en bancos	158.504.218	98.395.997
Depósitos a corto plazo	9.526.811	5.782.252
Otros instrumentos de renta fija	9.798.613	140.949.349
Total	**177.951.647**	**245.171.924**

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

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

Moneda	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Pesos Chilenos	166.520.314	222.434.412
Pesos Argentinos	7.037.461	6.057.793
Euros	73.786	103.847
Dólares Estadounidenses	4.320.086	16.575.872
Total	**177.951.647**	**245.171.924**

c) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación:

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01/01/2019 (1) M$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 30/09/2019 (1) M$
		Provenientes M$	Utilizados M$	Intereses Pagados M$	Total M$	Adquisición de filiales M$	Cambios en valor razonable M$	Diferencias de cambio M$	Costos financieros (2) M$	Nuevos pasivos por arrendamientos M$	Otros cambios M$	
Préstamos bancarios (Nota 21.1)	512.547.717	-	(282.320.126)	(10.888.989)	(293.209.115)	-	-	14.065.746	13.291.359	-	(3.927.359)	242.768.348
Obligaciones con el público (Nota 21.2)	1.505.282.083	-	(15.520.169)	(47.735.797)	(63.255.966)	-	-	62.620.816	61.945.295	-	(986.697)	1.565.605.531
Pasivos por Arrendamientos (Nota 21.4)	14.476.449	-	(3.472.240)	(482.708)	(3.954.948)	-	-	3.699.010	1.299.495	36.952.584	-	52.472.590
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 9 y 23)	40.611.925	1.364.192	(442.032)	(3.092.639)	(2.170.479)	-	34.476.529	(28.117.700)	1.202.459	-	(5.539.385)	40.463.349
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 12.1.b)	447.317.781	283.828.667	-	(18.021.200)	265.807.467	-	-	28.955.362	25.055.438	-	(2.787.119)	764.348.929
Otras Cuentas por pagar	-	-	-	(1.695.480)	(1.695.480)	-	-	-	1.695.480	-	-	-
Total	**2.520.235.955**	**285.192.859**	**(301.754.567)**	**(81.916.813)**	**(98.478.521)**	**-**	**34.476.529**	**81.223.234**	**104.489.526**	**36.952.584**	**(13.240.560)**	**2.665.658.747**

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01/01/2018 (1) M$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 30/09/2018 (1) M$
		Provenientes M$	Utilizados M$	Intereses Pagados M$	Total M$	Adquisición de filiales M$	Cambios en valor razonable M$	Diferencias de cambio M$	Costos financieros (2) M$	Nuevos pasivos por arrendamientos M$	Otros cambios M$	
Préstamos bancarios (Nota 21.1)	122	940.414.450	(737.342.507)	(15.569.645)	187.502.298	322.301.558	-	49.144.382	22.177.172	-	(7.710.689)	573.414.843
Obligaciones con el público (Nota 21.2)	763.579.585	622.520.509	(2.805.303)	(28.711.480)	591.003.726	-	-	66.833.767	43.008.633	-	(5.414.555)	1.459.011.156
Pasivos por Arrendamientos (Nota 21.4)	14.608.914	-	(1.374.071)	(517.205)	(1.891.276)	-	-	1.020.727	517.206	-	-	14.255.571
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 9 y 23)	(29.478.642)	-	-	(1.476.586)	(1.476.586)	(5.495.214)	20.439.944	14.917.984	2.391.326	-	(2.994.851)	(1.696.039)
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 12.1.b)	-	-	-	(250.267)	(250.267)	398.462.271	-	31.860.500	19.275.573	-	(15.406.375)	433.941.702
Otras Cuentas por pagar	-	-	(13.769.711)	-	(13.769.711)	-	-	-	13.769.711	-	-	-
Total	**748.709.979**	**1.562.934.959**	**(755.291.592)**	**(46.525.183)**	**761.118.184**	**715.268.615**	**20.439.944**	**163.777.360**	**101.139.621**	**-**	**(31.526.470)**	2.478.927.233

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente.
(2) Corresponde al devengamiento de intereses.

9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	90.839	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	127.854	269.031	2.351.402	2.352.894
Activos financieros medidos a costo amortizado	883.571	880.268	689.146	689.146
Instrumentos derivados de cobertura	42.199.739	39.022.012	1.699.215	4.191.543
Instrumentos derivados no cobertura	-	41.023	-	36.086
Total	**43.211.164**	**40.303.173**	**4.739.763**	**7.269.669**

10. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

a) Otros activos no financieros

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Otros activos no financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	30.489.976	11.281.502	18.497.504	29.198.027
Otros gastos Anticipados	11.724.662	5.368.294	-	-
Depósito en Garantía	-	-	1.902.493	1.902.479
Créditos derechos de agua	-	-	7.861.826	6.544.100
Repuestos con programación de consumo superior a 12 meses	-	-	8.341.819	4.324.153
Otros	5.166.818	5.756.292	2.849.153	2.639.253
Total	**47.381.456**	**22.406.088**	**39.452.795**	**44.608.012**

b) Otros pasivos no financieros

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Otros pasivos no financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
IVA Debito Fiscal y Otros Impuestos	31.876.529	56.341.865	-	-
Aportes Financieros Reembolsables	-	-	1.487.535	226.653
Empalmes	10.822.054	10.456.081	-	-
Traslado de redes	1.515.757	1.786.635	-	-
Productos y servicios	2.422.913	1.502.411	-	-
Otros	541.381	1.221.990	-	-
Total	**47.178.634**	**71.308.982**	**1.487.535**	**226.653**

11. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30/09/2019		31/12/2018	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	**750.604.090**	**118.005.578**	**527.649.947**	**60.527.843**
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	690.220.347	2.987.543	457.053.617	2.046.845
Otras cuentas por cobrar, bruto	60.383.743	115.018.035	70.596.330	58.480.998

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30/09/2019		31/12/2018	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	**699.118.220**	**118.005.578**	**478.170.067**	**60.527.843**
Cuentas comerciales por cobrar, neto	650.343.259	2.987.543	417.927.182	2.046.845
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	48.774.961	115.018.035	60.242.885	58.480.998

(1) El detalle de otras cuentas por cobrar es el siguiente:

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	Saldo al			
	30/09/2019		31/12/2018	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Recuperos de aseguradoras	13.555.268	-	18.805.057	-
Cuentas por cobrar al personal	7.691.365	2.358.314	9.237.209	2.426.697
Anticipos proveedores y acreedores	15.577.839	407.696	19.236.907	402.671
Deudores por arrendamientos	10.374.447	112.239.946	6.101.811	55.651.630
Otras	1.576.042	12.079	6.861.901	-
Total	**48.774.961**	**115.018.035**	**60.242.885**	**58.480.998**

Al 30 de septiembre de 2019, las cuentas por cobrar comerciales brutas corrientes se han incrementado en M$233.166.730 respecto a diciembre de 2018, equivalente a un 51%. Este aumento se explica principalmente por mayores cuentas por cobrar por M$134.155.327, cuyo origen se explica en los decretos de precio nudo pendientes de aplicar, ventas de energía y peajes no facturadas por M$49.909.516 y mayor facturación pendiente de cobro por M$40.884.060, explicada en gran medida por mayores precios medios expresados en pesos.

Respecto a las otras cuentas por cobrar brutas no corrientes, éstas se incrementaron en M$56.537.037, o un 97%, respecto a diciembre de 2018. Esta variación se explica por nuevos contratos de leasing celebrados durante 2019.

Los conceptos antes indicados, tanto comerciales como no comerciales, si bien son incluidos en el modelo de determinación de pérdidas por deterioro (ver nota 3.g.3), no tienen mayor impacto al cierre de septiembre de 2019, debido a la naturaleza de estas partidas: facturas pendientes de emitir, facturas pendientes de vencer o facturas vencidas dentro de los rangos normales del negocio.

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

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la nota 12.1.

b) Deudores por arrendamientos financieros

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, los cobros futuros derivados de los deudores por arrendamientos financieros, son los siguientes:

	30/09/2019			31/12/2018		
	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$
Hasta un año	16.102.109	4.180.507	11.921.602	8.033.838	1.932.026	6.101.812
Más de un año y no más de dos años	16.191.140	4.180.507	12.010.633	8.033.838	1.553.584	6.480.254
Más de dos años y no más de tres años	16.191.140	4.174.437	12.016.703	8.033.838	1.549.927	6.483.911
Más de tres años y no más de cuatro años	16.170.316	4.013.084	12.157.232	8.033.838	1.512.895	6.520.943
Más de cuatro años y no más de cinco años	16.113.251	3.401.890	12.711.361	7.994.153	1.028.452	6.965.701
Más de cinco años	64.712.551	1.368.534	63.344.017	31.901.489	2.700.668	29.200.821
Total	**145.480.507**	**21.318.959**	**124.161.548**	**72.030.994**	**10.277.552**	**61.753.442**

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

c) Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, el análisis de cuentas comerciales por cobrar que se encuentran vencidas y no pagadas, pero de las cuales no se ha registrado pérdidas por deterioro, es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al	
	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Con antiguedad menor de tres meses	46.907.354	37.711.262
Con antiguedad entre tres y seis meses	7.237.143	3.916.489
Con antiguedad entre seis y doce meses	4.518.854	5.312.988
Con antiguedad mayor a doce meses	15.036.332	11.328.175
Total	**73.699.683**	**58.268.914**

d) Los movimientos en las pérdidas por deterioro de cuentas comerciales, determinadas de acuerdo a Nota 3.g, fueron las siguientes:

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M$
Saldo al 1 de enero de 2018	**43.874.059**
Ajuste Saldo Inicial por NIIF 9	4.673.467
Montos castigados	(3.863.702)
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	4.777.708
Otros movimientos	18.348
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**49.479.880**
Aumentos (disminuciones) del período (*)	4.802.304
Montos castigados	(2.843.690)
Otros movimientos	47.376
Saldo al 30 de septiembre de 2019	**51.485.870**

(*) Ver nota 31 deterioro de activos financieros.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de generación, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de distribución el proceso toma al menos 24 meses. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 3.g.3 y 22.5).

e) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 2.

- Información complementaria de Cuentas Comerciales, ver Anexo 2.1.

12. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Chile han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

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

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

12.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

							Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	25.858	27.023	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	106.023	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Morocco	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	34.466	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	37.722.851	14.666.414	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	Dividendos	Menos de 90 días	364.105	788.336	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	43.833	41.820	-	-
Extranjera	Enel Italia SrL.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	360.258	295.892	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	91.934	44.675	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Matriz Común	EUR	Venta de Gas	Menos de 90 días	-	18.565.698	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Matriz Común	EUR	Derivados de commodities	Menos de 90 días	4.610.032	3.671.446	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	439.503	415.200	-	
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	281.002	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	407.033	-	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	264.177	173.300	-	-
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	928.374	703.368	-	-
Extranjero	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	14.155	-	-	-
Extranjero	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	890.141	427.882	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	29.786	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.711.034	973.873	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	17.660	107.071	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	2.818.183	4.197.951	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	643.007	419.032	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	50.899	89.545	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa IT	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.427.997	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa IT	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.331.002	2.405.958	-	-
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	150.218	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	647.778	354.283	-	-
Extranjero	Enel Green Power Mexico	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	100.144	98.519	-	-
Extranjero	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.082.723	1.959.124	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	57.413	52.241	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	54.323	29.054	-	-
Extranjera	Enel Generacion Costanera S.A.	Argentina	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	2.310.245	-	-	-
Extranjera	Enel Generacion Costanera S.A.	Argentina	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	33.817	32.264	-	-
Extranjera	Enel Generacion El Chocon S.A.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	12.244	13.367	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participacoes LTDA.	Brasil	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	70.273	52.215	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participacoes LTDA.	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	32.447	23.329	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	US$	Prestamo por cobrar	Menos de 90 días	-	1.008.208	-	-
Extranjera	Enel Power Argentina	Argentina	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	275.458	276.607	-	-
Extranjera	Energetica Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	446.814	601.512	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA (PTY) LTD	South Africa	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	483.405	466.281	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America Inc	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	132.234	57.761	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	61.463	23.077	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	941.914	464.846	-	-
76.802.924-3	Energía y Servicios South America Spa	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	291.663	309.717	-	-
Extranjera	Enel X SLR	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	26.954	14.233	-	-
Extranjera	Enel Global I&N S.R.L.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	10.365	-	-
76.091.595-5	Aysén Energía	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	14.286	-	-
76.041.891-9	Aysén Transmisión	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	14.285	-	-
					Total		**62.543.841**	**54.171.060**	**-**	**-**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al Corrientes 30/09/2019 M$	Saldo al Corrientes 31/12/2018 M$	Saldo al No corrientes 30/09/2019 M$	Saldo al No corrientes 31/12/2018 M$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	159.940	159.940	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	74.949	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	83.421	77.624	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	4.723	4.723	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	1.895.333	1.461.815	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.987	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.291	2.291	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	1.534.235	1.235.525	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	Compra de Gas	Menos de 90 días	11.960.059	5.935.652	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	12.389	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	216.521	702.702	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	España	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	35	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	868.436	820.642	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	48.085	336.814	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	6.497.092	7.482.038	-	-
Extranjera	Enel Energía	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	452.289	452.289	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Peajes	Menos de 90 días	13.887	13.887	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	310.189	217.859	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.080.479	2.258.059	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Matriz Común	EUR	Derivados de commodities	Menos de 90 días	4.839.201	9.849.260	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	2.347.301	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	Menos de 90 días	-	67.197.814	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	5.746.232	2.825.084	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	3.667.653	3.041.172	-	-
Extranjera	Enel Italia SrL.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	4.795.982	1.528.308	-	-
Extranjera	Enel Italia SrL.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	8.014.558	10.658.407	-	-
Extranjera	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	16.345	13.579	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	3.802.855	2.199.811	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa IT	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	18.164.427	13.743.624	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa IT	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	17.291.413	16.609.801	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America Inc	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	219.651	149.591	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	US$	Prestamo por pagar	Menos de 90 días	6.852.305	123.979	757.496.624	447.193.802
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	129.838	-	-	-
76.802.924-3	Energía y Servicios South America Spa	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	344.248	370.028	-	-
76.802.924-3	Energía y Servicios South America Spa	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	104.905	-	-	-
Extranjera	Enel X SLR	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	40.656	40.656	-	-
Extranjera	Cesi S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	481.928	458.228	-	-
Extranjera	Tecnatom SA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	43.302	102.962	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	8.140.160	7.772.801	-	-
					Total		**110.169.940**	**157.936.325**	**757.496.624**	**447.193.802**

(*) Ver letra d a continuación.

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	3.686.414	3.585.981
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(89.648.395)	(126.008.435)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	-	(1.954.523)
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	1.240.892	922.915
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Derivados de commodities	(15.991.446)	7.871.140
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Venta de gas	41.471.819	-
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	-	(3.349.525)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(3.089.630)	(2.634.093)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	-	(4.204.384)
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	-	(30.205.373)
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	-	(4.448.833)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos financieros	(25.055.438)	(15.062.018)
Extranjera	Enel Italia IT	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(1.762.811)	(175.466)
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.r.l.	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.354.575)	(1.351.031)
Extranjera	Enel Green Power Spa IT	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.025.021)	(2.961.942)

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

i) Enel Chile

- El 21 de diciembre de 2018, Enel Finance International NV otorgó a Enel Chile S.A. un crédito denominado en dólares estadounidenses por un monto comprometido hasta US$ 400 millones, con una tasa de interés variable de Libor 6M más un margen de 1,00% anual, con pago de interés semestral y vencimiento el 21 de diciembre de 2022. El crédito permitía a Enel Chile S.A. hacer giros indefinidos por hasta el monto comprometido hasta el 21 de junio de 2019, definido como el período de disponibilidad, durante el cual Enel Chile S.A. debe pagar una comisión de disponibilidad anual equivalente al 35% del margen sobre el monto no girado. El 3 y 18 de junio de 2019, Enel Chile S.A. giró dicha línea en su totalidad. El crédito contratado por Enel Chile S.A. no posee garantías y es de carácter bullet y se pueden reembolsar anticipadamente, parcial o totalmente, el compromiso y el interés acumulado sin otra multa que los "costos de quiebre", mediante la entrega a Enel Finance International NV de una solicitud de reembolso anticipado debidamente completada a más tardar 10 (diez) días de anticipación a la fecha de prepago. Enel Chile S.A. no deberá pagar ningún "costo de quiebre" si la fecha de reembolso cae en una fecha de pago de intereses. El saldo de la deuda al 30 de septiembre de 2019 asciende a US$400 millones equivalentes a M$291.284.000.

- En junio de 2019, Enel Chile S.A. formalizó una línea de crédito comprometida rotativa con Enel Finance International N.V. en dólares estadounidenses por un total de US$50 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 0,90%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 24 de diciembre de 2024. Durante el período de disponibilidad, Enel Chile S.A. pagará una comisión de disponibilidad anual equivalente a 0,25% sobre el monto no girado. Esta línea de crédito rotativa no posee garantías y se pueden reembolsar anticipadamente, parcial o totalmente, el compromiso junto con el interés acumulado o algún otro costo bajo el acuerdo. Enel Chile S.A. puede requerir renovar un giro enviando una carta 5 (cinco) días hábiles antes del vencimiento de la obligación. Al 30 de septiembre de 2019 esta línea no se encuentra girada.

ii) Grupo EGP Chile

- El 31 de diciembre de 2015, Enel Green Power International B.V. (actualmente Enel Finance International NV) otorgó a Parque Eólico Renaico SpA (actualmente Enel Green Power del Sur SpA.) un crédito en dólares estadounidenses por un monto comprometido de hasta US$650 millones, a una tasa de interés variable de Libor 6M más un margen de 4,94% anual, con pago de interés semestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2027. El crédito permitía a Enel Green Power del Sur SpA hacer indefinidos giros por hasta el monto comprometido hasta el 31 de diciembre de 2017, definido como el período de disponibilidad, durante el cual Enel Green Power del Sur SpA pagó una comisión de disponibilidad anual equivalente al 35% del margen sobre el monto no girado. El 28 de junio de 2019, el margen fue reducido a 1,40% anual. Adicionalmente, con fecha 30 de septiembre de 2019, EGP del Sur y EFI acordaron nuevamente modificar el Contrato de Crédito, en los siguientes términos: (i) modificar la tasa de interés, de variable a fija, estableciéndola en 2,82% anual, pago de interés semestral; y (ii) modificar el calendario de amortizaciones semestrales, comenzando el 30 de junio de 2024, manteniendo el prepago voluntario con costo de quiebre (modificando la definición de costo de quiebre); Manteniendo el vencimiento el 31 de diciembre de 2027. El saldo de la deuda al 30 de septiembre de 2019 asciende a US$644 millones equivalentes a M$469.237.698 (US$644 millones al 31 de diciembre de 2018 equivalentes a M$447.431.880). Este crédito es de carácter bullet y se encuentra garantizada por Enel Chile S.A..

- El 25 de febrero de 2011, Enel Green Power International B.V. (actualmente Enel Finance International NV) formalizó con Enel Latin América Ltda. (actualmente Enel Green Power Chile Ltda.) un contrato de mandato mercantil mediante el cual podía invertir los fondos y excedentes que esta última generaba. La moneda utilizada para los movimientos era el dólar estadounidense. Las condiciones durante el 2018 del contrato establecían una tasa de interés variable de Libor 1M más un margen de 0,80% anual, el saldo colocado por Enel Green Power Chile al 30 de septiembre de 2019 ascendía a US$ 0,00 millones (US$ 0,17 millones al 31 de diciembre de 2018). El vencimiento del contrato fue el 31 de diciembre de 2018, sin ser renovado.

12.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 25 de abril de 2018. En Sesión de Directorio celebrada el mismo día fueron designados los actuales Presidente y Secretario del Directorio.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio

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

Se pagará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y

- 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de dieciséis sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias en el ejercicio correspondiente.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales, la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de lo que corresponde a un Director.

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

Los ejecutivos de Enel Chile S.A. y/o de subsidiarias o coligadas, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, coligadas, o participadas en alguna forma, de Enel Chile S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado previa y expresamente como un anticipo de la parte variable de su remuneración a ser pagada por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculados por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

-72 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
-26,4 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de dieciséis sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias en el ejercicio correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Chile S.A. al 30 de septiembre de 2019 y 2018:

RUT	Nombre	Cargo	30/09/2019			
			Período de desempeño M$	Directorio de Enel Chile M$	Directorio de Subsidiarias M$	Comité de Directores M$
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Presidente	Enero - Septiembre 2019	151.963	-	-
Extranjero	Giulio Fazio	Director	Enero - Septiembre 2019	-	-	-
4.461.192-9	Fernan Gazmuri Plaza	Director	Enero - Septiembre 2019	75.982	-	25.327
4.774.797-K	Pedro Pablo Cabrera Gaete	Director	Enero - Septiembre 2019	75.982	-	25.327
5.672.444-3	Juan Gerardo Jofré Miranda	Director	Enero - Septiembre 2019	75.982	-	25.327
Extranjero	Daniel Caprini	Director	Enero - Septiembre 2019	-	-	-
Extranjero	Salvatore Bernabei	Director	Enero - Septiembre 2019	-	-	-
	TOTAL			379.909	-	75.981

RUT	Nombre	Cargo	30/09/2018			
			Período de desempeño M$	Directorio de Enel Chile M$	Directorio de Subsidiarias M$	Comité de Directores M$
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Presidente	Enero - Septiembre 2018	133.066	-	-
Extranjero	Giulio Fazio	Director	Enero - Septiembre 2018	-	-	-
4.461.192-9	Fernan Gazmuri Plaza	Director	Enero - Septiembre 2018	66.533	-	22.897
4.774.797-K	Pedro Pablo Cabrera Gaete	Director	Enero - Septiembre 2018	66.533	-	22.897
5.672.444-3	Juan Gerardo Jofré Miranda	Director	Enero - Septiembre 2018	66.533	-	22.897
Extranjero	Daniel Caprini	Director	Abril - Septiembre 2018	-	-	-
Extranjero	Salvatore Bernabei	Director	Enero - Septiembre 2018	-	-	-
	TOTAL			332.665	-	68.691

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

12.3 Retribución del personal clave de la gerencia

El personal clave de Enel Chile al 30 de septiembre de 2019 está compuesto por las siguientes personas:

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
Extranjero	Paolo Palloti (1)	Gerente General
13.903.626-3	Liliana Schnaidt Hagedorn (2)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio
Extranjero	Raffaele Cutrignelli	Gerente de Auditoría Interna

(1) Con fecha 1 de octubre de 2018, el Sr. Paolo Pallotti asumió como Gerente General de Enel Chile en reemplazo del Sr. Nicola Cotugno.
(2) Con fecha 1 de febrero de 2018, la Sra. Liliana Schnaidt H. asumió como Gerente de Recursos Humanos y Organización.
(3) El Sr. Marcelo Antonio de Jesús, que desempeñaba funciones como Gerente de Administración, Finanzas y Control de la Compañía, presentó su renuncia a la Compañía, la cual se hizo efectiva a contar del día 16 de agosto del presente año. En su reemplazo fue designado el Sr. Giuseppe Turchiarelli, quién asumirá sus funciones a contar del 15 de noviembre de 2019.
(4) Los ejecutivos que a continuación se indican, formaron parte del personal clave de la Compañía hasta el día 24 de septiembre de 2019.

- Mónica De Martino, Gerente de Regulación
- Antonella Pellegrini, Gerente de Sostenibilidad y Relaciones Comunitarias
- Claudia Navarrete Campos, Gerente de Planificación y Control
- Alison Dunsmore M., Gerente de Servicios
- Pedro Urzúa Frei, Gerente de Relaciones Institucionales
- Raúl Puentes Barrera, Gerente de Aprovisionamiento
- Andrés Pinto Bonta, Gerente de Seguridad
- Ángel Barrios Romo, Gerente ICT

12.4 Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

	Saldo al	
	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
Remuneración	1.957.258	2.282.078
Beneficios a corto plazo para los empleados	362.203	366.971
Otros beneficios a largo plazo	36.166	283.489
Total	2.355.627	2.932.538

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

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

12.5 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

13. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Suministros para la producción	**21.545.473**	**34.384.582**
Gas	2.034.891	5.712.978
Petróleo	3.331.047	2.684.688
Carbón	16.179.535	25.986.916
Repuestos y otros insumos	15.607.942	14.354.027
Materiales eléctricos	4.945.913	8.223.034
Total	**42.099.328**	**56.961.643**

No existen Inventarios en Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Por el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M$201.603.882 y M$ 224.455.093, respectivamente. Ver nota 29.

14. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Pagos provisionales mensuales	75.360.056	52.950.410
Crédito por utilidades absorbidas	16.626.562	46.343.265
Créditos por gastos de capacitación	2.237.313	470.142
Total	**94.223.931**	**99.763.817**

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Impuesto a la renta	59.011.617	17.677.920
Total	**59.011.617**	**17.677.920**

15. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

15.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

a) A continuación, se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos de los períodos terminado al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2019 M$	Adiciones M$	Participación en Ganancia (Pérdida) M$	Dividendos declarados M$	Diferencia de conversión M$	Otros incrementos (decrementos) M$	Provision Patrimonio Negativo M$	Saldo al 30/09/2019 M$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	3.052.983	-	56.961	(1.482.079)	58.685	-	-	**1.686.550**
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	9.473.711	-	505.828	(4.069.920)	-	-	-	**5.909.619**
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,0793%	300.198	-	156.894	-	(111.839)	65.995	-	**411.248**
76.364.085-K	Energías Marina SpA.	Asociada	Chile	Peso chileno	25,00%	46.639	118.976	(80.450)	-	-	20.166	-	**105.331**
					TOTAL	**12.873.531**	**118.976**	**639.233**	**(5.551.999)**	**(53.154)**	**86.161**	**-**	**8.112.748**

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2018 M$	Adiciones M$	Participación en Ganancia (Pérdida) M$	Dividendos declarados M$	Diferencia de conversión M$	Otros incrementos (decrementos) M$	Provision Patrimonio Negativo M$	Saldo al 31/12/2018 M$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	3.783.316	-	805.972	(1.884.140)	347.835	-	-	**3.052.983**
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	0,00%	4.205.233	-	1.734.508	-	-	(5.939.741)	-	**-**
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	8.818.759	-	654.952	-	-	-	-	**9.473.711**
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,0793%	105.146	-	86.021	-	(108.069)	217.100	-	**300.198**
76.364.085-K	Energías Marina SpA.	Asociada	Chile	Peso chileno	25,00%	-	-	(91.213)	-	-	137.852	-	**46.639**
					TOTAL	**16.912.454**	**-**	**3.190.240**	**(1.884.140)**	**239.766**	**(5.584.789)**	**-**	**12.873.531**

(*) Ver letra b a continuación.

b) Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (Hydroaysén)

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

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

Sin embargo, existía incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta dicho momento en Hidroaysén, ya que dependía tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que no se estaba en condiciones de prever, por lo cual la inversión no se encontraba en el portafolio de proyectos inmediatos de Enel Generación Chile. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2014, Enel Generación Chile registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén por un monto de M$69.066.857.

Con fecha 7 de diciembre de 2017 se celebró una Junta Extraordinaria de Hidroaysén, en la cual se acordó la disolución anticipada de la misma y cómo se llevaría a cabo el proceso de liquidación de los bienes de la sociedad. El proceso de liquidación contempló una distribución de activos a sus accionistas Enel Generación y Colbún de acuerdo a sus participaciones del 51% y 49% respectivamente. Este proceso de liquidación y la correspondiente distribución se llevó a cabo con fecha 7 de septiembre de 2018.

El Balance individual considerado para el proceso de liquidación fue el siguiente:

CENTRALES HIDROELECTRICAS DE AYSEN S.A.	Balance de Liquidación	Reconocido por Enel Generación (51%)
ACTIVOS	**07-09-2018 M$**	**07-09-2018 M$**
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo	72.339	36.892
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	56.021	28.571
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	**128.360**	**65.463**
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Propiedades, planta y equipo	11.603.281	5.917.673
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	**11.603.281**	**5.917.673**
TOTAL DE ACTIVOS	**11.731.641**	**5.983.136**
PASIVOS CORRIENTES	**07-09-2018 M$**	**07-09-2018 M$**
Otras provisiones corrientes	83.403	42.535
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	**83.403**	**42.535**
PATRIMONIO		
Capital emitido y pagado	188.855.665	96.316.389
Ganancias acumuladas	(177.207.427)	(90.375.788)
PATRIMONIO TOTAL	**11.648.238**	**5.940.601**
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	**11.731.641**	**5.983.136**

15.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

A continuación, se detalla información financiera al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de septiembre de 2019									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganacia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
GNL Chile S.A.	33,33%	74.079.708	1.563.471.071	220.472.484	1.412.018.644	471.075.969	(470.905.085)	170.884	176.058	346.942

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2018									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganacia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
GNL Chile S.A.	33,33%	75.571.058	267.884	66.679.077	-	707.597.382	(705.179.062)	2.418.157	1.043.609	3.461.766

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

15.3 Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 de los estados de situación financiera y estados de resultados de los principales negocios conjuntos:

	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. *		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	
% Participación	**0,0%**	**0,0%**	**50,0%**	**50,0%**
	30/09/2019	**31/12/2018**	**30/09/2019**	**31/12/2018**
	M$		**M$**	
Total de Activos corrientes	-	-	2.778.552	9.360.553
Total de Activos no corrientes	-	-	10.994.744	11.530.788
Total de Pasivos corrientes	-	-	307.785	235.264
Total de Pasivos no corrientes	-	-	1.646.279	1.708.660
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	2.160.367	8.185.391
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.335.149	3.003.757
Otros gastos fijos de explotación	-	(125.182)	(592.402)	(758.607)
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(587.101)	(784.364)
Otras Ganancias	-	3.526.179	-	-
Ingresos procedentes de intereses	-	-	143.820	187.601
Gasto por impuestos a las ganancias	-	-	(287.811)	(349.848)
Ganancia (pérdida)	**-**	**3.400.997**	**1.011.655**	**1.309.903**
Otro resultado integral	-	-	-	-
Resultado integral	**-**	**3.400.997**	**1.011.655**	**1.309.903**

(*) Ver 15.1b.

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

16. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

Activos intangibles	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Activos Intangibles Identificables, Neto	**120.032.876**	**115.372.393**
Servidumbre y Derechos de Agua	18.011.097	17.736.954
Concesiones	25.754.480	25.953.878
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	7.394	7.394
Programas Informáticos	64.127.793	60.067.635
Otros Activos Intangibles Identificables	12.132.112	11.606.532

Activos intangibles	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	**213.188.065**	**202.377.094**
Servidumbre y Derechos de Agua	22.357.134	22.011.401
Concesiones	33.570.852	32.055.825
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	437.226	12.484
Programas Informáticos	141.921.556	133.931.876
Otros Activos Intangibles Identificables	14.901.297	14.365.508

Activos intangibles	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(93.155.189)**	**(87.004.701)**
Servidumbre y Derechos de Agua	(4.346.037)	(4.274.447)
Concesiones	(7.816.372)	(6.101.947)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(429.832)	(5.090)
Programas Informáticos	(77.793.763)	(73.864.241)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.769.185)	(2.758.976)

La composición y movimientos de los activos intangibles distintos de la plusvalía durante el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de agua M$	Concesiones M$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M$	Programas Informáticos M$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo incial al 01/01/2019	17.736.954	25.953.878	7.394	60.067.635	11.606.532	**115.372.393**
Movimientos en activos intangibles identificables						
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	-	10.275.208	-	**10.275.208**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	274.143	1.145.818	-	79.129	527.035	**2.026.125**
Amortización (1)	-	(1.345.216)	-	(6.457.187)	(1.600)	**(7.804.003)**
Efectos Hiperinflación Argentina	-	-	-	-	145	**145**
Incremento (disminución)	-	-	-	163.008	-	**163.008**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**274.143**	**(199.398)**	-	**4.060.158**	**525.580**	**4.660.483**
Saldo final al 30/09/2019	**18.011.097**	**25.754.480**	**7.394**	**64.127.793**	**12.132.112**	**120.032.876**

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de agua M$	Concesiones M$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M$	Programas Informáticos M$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo incial al 01/01/2018	12.608.950	-	-	38.254.793	4.307.161	**55.170.904**
Movimientos en activos intangibles identificables						
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	2.721	-	12.484	25.759.609	-	**25.774.814**
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	30.077.961	-	2.113.933	9.594.267	**41.786.161**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	769.421	2.033.761	-	4.111.021	-	**6.914.203**
Amortización	(347.397)	(4.109.453)	(5.090)	(7.750.745)	(2.723)	**(12.215.408)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**5.213.240**	**(2.048.391)**	**-**	**(866.790)**	**(2.298.059)**	**-**
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	5.213.240	(2.048.391)	-	(866.790)	(2.298.059)	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**(509.981)**	-	-	-	-	**(509.981)**
Retiros de servicio	(509.981)	-	-	-	-	**(509.981)**
Efectos Hiperinflación Argentina	-	-	-	-	180	**180**
Incremento (disminución)	-	-	-	(1.554.186)	5.706	**(1.548.480)**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**5.128.004**	**25.953.878**	**7.394**	**21.812.842**	**7.299.371**	**60.201.489**
Saldo final al 31/12/2018	**17.736.954**	**25.953.878**	**7.394**	**60.067.635**	**11.606.532**	**115.372.393**

(1) Ver nota 31.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 30 de septiembre de 2019 (Ver nota 3 e).

17. PLUSVALÍA

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/01/2018 M$	Combinacion de negocios bajo control común M$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M$	Saldo Final 31/12/2018 M$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M$	Saldo Final 30/09/2019 M$
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	2.240.478
Enel Distribución Chile S.A.	Enel Distribución Chile	128.374.362	-	-	128.374.362	-	128.374.362
Enel Generación Chile S.A.	Generación Chile	731.782.459	-	-	731.782.459	-	731.782.459
Gasatacama Chile S.A.	Generación Chile	24.860.356	-	-	24.860.356	-	24.860.356
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Enel Green Power Chile Ltda.	-	17.543.347	2.603.476	20.146.823	952.183	21.099.006
Geotérmica del Norte	Enel Green Power Chile Ltda.	-	65.871	9.775	75.646	3.575	79.221
Parque Eólico Talinay Oriente	Enel Green Power Chile Ltda.	-	6.587.064	977.537	7.564.601	357.519	7.922.120
Total		**887.257.655**	**24.196.282**	**3.590.788**	**915.044.725**	**1.313.277**	**916.358.002**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de septiembre de 2019 (ver nota 3 e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

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

2.- Enel Distribución Chile S.A.

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

3.- Enel Generación Chile S.A.

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

4.- GasAtacama Chile S.A. (ex Inversiones GasAtacama Holding Limitada)

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

5.- GasAtacama Chile S.A (ex Empresa Eléctrica Pangue S.A.)

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

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

6.- GasAtacama Chile S.A. (ex Compañía Eléctrica San Isidro S.A.)

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

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

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

Con fecha 1 de noviembre de 2016 Celta fue fusionada con GasAtacama Chile S.A, siendo esta última sociedad la continuadora legal.

7.- Enel Green Power Chile Ltda.

Con fecha 26 de marzo de 2013, Enel Green Power Chile Ltda. adquirió derechos sociales de Parque Eólico Talinay Oriente S.A..

Con fecha 6 de agosto de 2001, Enel Green Power Chile Ltda. adquirió derechos sociales sobre las compañías Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. y Empresa Eléctrica Puyehue S.A., la cual posteriormente se fusionó con Panguipulli, siendo esta última la continuadora legal.

18. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**5.229.770.526**	**5.308.647.633**
Construcción en Curso	970.349.194	862.274.093
Terrenos	74.361.067	74.753.283
Edificios	409.698.528	384.027.047
Plantas y Equipos de Generación	2.874.913.083	3.143.869.929
Infraestructura de red	789.232.431	764.095.247
Instalaciones Fijas y Accesorios	51.199.369	55.091.617
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.870.349	6.881.745
Activos por Derecho de Uso	55.146.505	17.654.672

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**8.852.888.282**	**8.747.182.818**
Construcción en Curso	970.349.194	862.274.093
Terrenos	74.361.067	74.753.283
Edificios	513.376.125	470.833.768
Plantas y Equipos de Generación	5.688.714.216	5.824.130.347
Infraestructura de red	1.367.602.580	1.318.208.218
Instalaciones Fijas y Accesorios	152.132.304	151.363.603
Otras Propiedades, Planta y Equipo	17.656.290	16.859.475
Activos por Derecho de Uso	68.696.506	28.760.031

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(3.623.117.756)**	**(3.438.535.185)**
Edificios	(103.677.597)	(86.806.721)
Plantas y Equipos de Generación	(2.813.801.133)	(2.680.260.418)
Infraestructura de red	(578.370.149)	(554.112.971)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(100.932.935)	(96.271.986)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(12.785.941)	(9.977.730)
Activos por Derecho de Uso	(13.550.001)	(11.105.359)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y el ejercicio al 31 de diciembre de 2018 han sido los siguientes:

Movimientos año 2019		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Infraestructura de red	Instalaciones Fijas y Accesorios	Otras Propiedades, Planta y Equipo	Activos por Derecho de Uso	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo al 1 de enero de 2019		862.274.093	74.753.283	384.027.047	3.143.869.929	764.095.247	55.091.617	6.881.745	17.654.672	**5.308.647.633**
Movimientos	Efectos primera aplicación NIIF 16	-	-	-	-	-	-	-	29.161.862	**29.161.862**
	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	198.110.481	-	-	(127)	-	-	-	-	**198.110.354**
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión	4.792.441	14.440	16.731.538	45.878.520	2.402.414	11.390	192.820	1.607.953	**71.631.516**
	Depreciación (1)	-	-	(13.045.485)	(118.441.747)	(25.345.179)	(4.654.690)	(2.204.216)	(2.383.958)	**(166.075.275)**
	Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período (2)	(29.075.699)	-	-	(248.672.742)	-	-	-	-	**(277.748.441)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(32.739.539)**	**-**	**21.996.860**	**9.172.765**	**1.526.940**	**42.974**	**-**	**-**	**-**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(32.739.539)	-	21.996.860	9.172.765	1.526.940	42.974	-	-	**-**
	Disposiciones y retiros de servicio	**(14.775)**	**(406.656)**	**-**	**(948.350)**	**(1.651.784)**	**-**	**-**	**-**	**(3.021.565)**
	Retiros	(14.775)	(406.656)	-	(948.350)	(1.651.784)	-	-	-	**(3.021.565)**
	Otros incrementos (disminución) (3)	(32.997.808)	-	(11.432)	43.269.348	48.204.793	708.078	-	9.105.976	**68.278.955**
	Efecto Hiperinflación Argentina	-	-	-	785.487	-	-	-	-	**785.487**
	Total movimientos	**108.075.101**	**(392.216)**	**25.671.481**	**(268.956.846)**	**25.137.184**	**(3.892.248)**	**(2.011.396)**	**37.491.833**	**(78.877.107)**
Saldo al 30 de septiembre de 2019		**970.349.194**	**74.361.067**	**409.698.528**	**2.874.913.083**	**789.232.431**	**51.199.369**	**4.870.349**	**55.146.505**	**5.229.770.526**

Movimientos año 2018		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Infraestructura de red	Instalaciones Fijas y Accesorios	Otras Propiedades, Planta y Equipo	Activos por Derecho de Uso	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo al 1 de enero de 2018		666.590.543	67.485.380	12.793.641	2.080.903.064	683.120.815	56.284.762	-	18.508.932	**3.585.687.137**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	321.183.398	5.893.739	1.000.411	1.638.436	2.455	935.982	143.120	-	**330.797.541**
	Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	44.088.988	623.052	329.152.208	941.871.560	47.727.579	2.018.760	6.904.334	368.008	**1.372.754.489**
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión	14.849.366	50.004	46.040.633	128.411.179	6.928.376	338.619	982.330	22.471	**197.622.978**
	Depreciación	-	-	(13.795.237)	(149.266.709)	(32.011.964)	(4.935.435)	(2.105.472)	(857.075)	**(202.971.892)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(193.895.804)**	**-**	**12.450.092**	**146.447.942**	**32.105.004**	**2.692.671**	**222.027**	**(21.932)**	**-**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(193.895.804)	-	12.450.092	146.447.942	32.105.004	2.692.671	222.027	(21.932)	**-**
	Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**(5.411)**	**-**	**(90.513)**	**(1.132.103)**	**(1)**	**-**	**-**	**(1.228.028)**
	Disposiciones	-	-	-	(90.513)	(436.956)	-	-	-	(527.469)
	Retiros	-	(5.411)	-	-	(695.147)	(1)	-	-	(700.559)
	Otros incrementos (disminución)	9.457.602	706.519	(3.614.701)	(7.957.859)	27.355.085	(2.243.741)	735.406	(365.732)	**24.072.579**
	Efecto Hiperinflación Argentina	-	-	-	1.912.829	-	-	-	-	**1.912.829**
	Total movimientos	**195.683.550**	**7.267.903**	**371.233.406**	**1.062.966.865**	**80.974.432**	**(1.193.145)**	**6.881.745**	**(854.260)**	**1.722.960.496**
Saldo al 31 de diciembre de 2018		**862.274.093**	**74.753.283**	**384.027.047**	**3.143.869.929**	**764.095.247**	**55.091.617**	**6.881.745**	**17.654.672**	**5.308.647.633**

(1) Ver nota 31.
(2) Ver literal x) en sección e) otras informaciones, contenida en esta misma nota.
(3) Ver nota 25.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M$198.110.354 al 30 de septiembre de 2019 (M$330.797.541 al 31 de diciembre de 2018). En el negocio de generación incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En este sentido se destaca los avances en la construcción de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores, que utilizará los recursos de la Laguna del Maule y que contará con una capacidad instalada de aproximadamente de 150 MW. Las adiciones relacionadas con este proyecto alcanzaron a M$72.043.112 por el período terminado al 30 de septiembre de 2019 (M$142.578.993 al 31 de diciembre de 2018), mientras que en el negocio de distribución las inversiones principales son las extensiones y las inversiones en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M$56.239.065 al 30 de septiembre de 2019 (M$ 84.727.900 al 31 de diciembre de 2018). Para el caso del Grupo Enel Green Power Chile, los principales proyectos corresponden al de Cerro Pabellón y Campos del Sol por M$ 16.795.339 y M$14.545.560 al 30 de septiembre de 2019 (M$2.360.416 y M$2.227.380 al 31 de diciembre de 2018, respectivamente) ambos pertenecientes a las subsidiarias Geotérmica del Norte S.A. y Enel Green Power del Sur SpA..

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M$5.649.157 al 30 de septiembre de 2019, (M$3.957.960 al 30 de septiembre de 2018) (ver Nota 33). La tasa promedio de financiamiento varió en un rango comprendido entre 7,0% y un 7,01% al 30 de septiembre de 2019 (7,01% y 6,63% al 30 de septiembre de 2018).

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M$ 11.210.734 al 30 de septiembre de 2019 (M$12.648.629 al 30 de septiembre de 2018).

c) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso al 30 de septiembre de 2019, corresponden a los siguientes:

Movimientos período 2019	Terrenos M$	Otras Plantas y Equipos, Neto M$	Activos por Derecho de Uso , Neto M$
Saldo inicial al 01/01/2019 antes de la aplicación NIIF 16	**2.758**	**17.651.914**	**17.654.672**
Efectos primera aplicación NIIF 16	23.445.487	5.716.375	**29.161.862**
Saldo inicial al 01/01/2019 después de la aplicación de NIIF 16	**23.448.245**	**23.368.289**	**46.816.534**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	1.607.953	-	**1.607.953**
Depreciación	(1.010.517)	(1.373.441)	**(2.383.958)**
Nuevos contratos (disminución)	9.330.524	(224.548)	**9.105.976**
Total movimientos	**9.927.960**	**(1.597.989)**	**8.329.971**
Saldo final al 30/09/2019	**33.376.205**	**21.770.300**	**55.146.505**

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento son los siguientes:

- Provienen principalmente de un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre Enel Generación Chile S.A. y Transelec S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%. Este contrato calificó como pasivo financiero al 31 de diciembre de 2018 y 30 de septiembre de 2019, por la aplicación de NIC 17 y NIIF 16, respectivamente.

- Adicionalmente, como consecuencia de la aplicación de NIIF 16 (ver Notas 2.2.a.i. y 3.f), el Grupo reconoció al 1 de enero derechos de uso relacionados con las propiedades, plantas y equipos por un monto de M$29.161.862.

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

	30/09/2019			31/12/2018		
	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$
Hasta un año	7.594.606	1.899.706	5.694.900	2.779.080	612.805	2.166.275
Más de un año y no más de dos años	6.011.302	1.709.129	4.302.173	2.779.080	471.998	2.307.082
Más de dos años y no más de tres años	5.923.742	1.482.671	4.441.071	2.779.080	322.037	2.457.043
Más de tres años y no más de cuatro años	8.861.223	1.251.899	7.609.324	7.726.436	180.386	7.546.050
Más de cuatro años y no más de cinco años	2.899.043	1.142.113	1.756.930	-	-	-
Más de cinco años	37.252.457	8.584.265	28.668.192	-	-	-
Total	**68.542.373**	**16.069.783**	**52.472.590**	**16.063.676**	**1.587.226**	**14.476.450**

d) Arrendamiento de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2019 incluye gastos de M$881.733, que se relacionan con los pagos por arrendamientos de corto plazo, M$70.616 relacionados con arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor y M$1.593.208 relacionados con arrendamientos variables, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Notas 2.2.a.i. y 3.f). Al 30 de septiembre de 2018, el monto reconocido en resultados fue de MUS$ 19.196, proveniente de contratos de arrendamiento de activos calificados como arrendamientos operativos, de acuerdo a NIC 17.

Al 30 de septiembre de 2019, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Años	30/09/2019 M$
Hasta un año	2.105.271
Más de un año y no más de dos años	603.896
Más de dos años y no más de tres años	148.855
Más de tres años y no más de cuatro años	-
Más de cuatro años y no más de cinco años	-
Más de cinco años	-
Total	**2.858.022**

e) Otras informaciones

i) El Grupo mantenía al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M$150.428.472 y M$269.176.169, respectivamente.

ii) Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, Enel Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos.

iii) El Grupo y sus entidades consolidadas tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (M$792.870.000) para el caso de Enel Generación, de MM€$50 (M$39.643.500) para Enel Distribución y MM€$1.000 (M$792.870.000) para Grupo EGP, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente el Grupo cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500 (M$396.435.000) y de Responsabilidad Civil Ambiental que cubre demandas y daños al medio ambiente por MM€20 (M$15.857.400). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

iv) La situación de determinados activos, de nuestra subsidiaria Enel Generación Chile S.A., básicamente obras e infraestructuras de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC en el año 1998 cambió, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configuró una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, Enel Generación Chile S.A. registró en el ejercicio 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M$43.999.600, vigente a la fecha.

v) Al cierre del ejercicio 2014, Enel Generación Chile S.A. registró una provisión por deterioro por M$12.581.947 relacionada con el proyecto Punta Alcalde. Esta provisión surgió como consecuencia de que el proyecto, en su definición actual, no se encuentra totalmente alineado con la estrategia que la compañía está reformulando para el desarrollo de sus proyectos, particularmente en lo relacionado con liderazgo tecnológico, y la sustentabilidad con el medio ambiente y la sociedad. Enel Generación Chile S.A. decidió detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad (ver nota 3.e).

vi) Al cierre del ejercicio 2015, Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro por M$2.522.445 asociada con el proyecto eólico Waiwen. Esta pérdida surge como resultado de nuevas mediciones realizadas por la compañía respecto a la viabilidad del proyecto, concluyendo que, bajo las condiciones existentes a la fecha, su rentabilidad es incierta.

vii) Como parte de su estrategia de sostenibilidad y relaciones comunitarias, Enel Generación Chile ha decidido estudiar nuevas alternativas de diseño para el proyecto Neltume, en especial, respecto de la descarga sobre el lago Neltume, lo cual ha sido planteado por las comunidades en las diversas instancias de diálogo.

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

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

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

Al cierre del ejercicio 2017, después de un profundo análisis realizado durante los últimos meses, Enel Generación Chile determinó abandonar el proyecto Neltume, decisión justificada principalmente por la alta competitividad sostenida y analizada en el mercado eléctrico chileno, que se vio ratificada en noviembre de 2017 con el resultado de la última licitación de Distribuidoras Eléctricas. Sumado a lo anterior, está el tiempo asociado a desarrollar la alternativa de descarga de aguas, considerando un plazo no menor a 5 años, dado que es necesario solicitar y obtener un nuevo traslado del actual Derecho de Agua y tramitar un nuevo estudio de impacto ambiental. Lo anterior implicó reconocer una pérdida de M$ 21.975.641, con el propósito de reducir a cero el valor contable neto de los activos asociados al proyecto.

Adicionalmente, la Compañía también decidió abandonar el proyecto Choshuenco, principalmente debido a que las fuertes sinergias consideradas con el proyecto hidroeléctrico Neltume, dejan de existir y lo hacen inviable. Esta decisión implicó reconocer una pérdida de M$ 3.130.270, con el propósito de reducir a cero el valor contable neto de los activos asociados al proyecto.

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

ix) Al cierre del ejercicio 2016, Enel Generación Chile registró una provisión de deterioro por M$6.577.946 asociadas a algunas iniciativas de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), tales como proyectos Eólicos, MiniHidro, Biomasa y Solares. Estas iniciativas cuentan con datos de los recursos naturales asociados (velocidad de viento, radiación solar, etc.), así como también con los estudios de ingeniería que permiten a la compañía realizar y respaldar las evaluaciones técnicas y económicas para visualizar sus perspectivas y decidir los pasos futuros. Al respecto, los resultados no han sido del todo satisfactorio, principalmente por la situación actual del mercado eléctrico chileno, haciendo incierta su viabilidad futura. La provisión antes citada cubre el 100% de la inversión capitalizada a la fecha en proyectos de ERNC.

Por otra parte, la Compañía decidió castigar la totalidad la inversión capitalizada en dos proyectos térmicos que hasta la fecha mantenía en su cartera. Estos son los proyectos Tames y Totoralillo, que se estaban desarrollando en el marco de la adjudicación de concesiones de terrenos fiscales licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales en 2013. El monto del castigo ascendió a M$1.096.137 y surgió a consecuencia de la actual situación del mercado eléctrico chileno, las perspectivas futuras para este tipo de tecnologías (vapor-carbón) y lo oneroso de su desarrollo, que hacen que estos proyectos sean inviables. Adicionalmente, la compañía registró una provisión de M$$2.244.900 por concepto de multas que deberá cancelar por su renuncia a las concesiones relacionadas a estos proyectos. Durante el ejercicio 2017, el Ministerio de Bienes Nacionales y Enel Generación Chile resolvieron extinguir las concesiones onerosas de mutuo acuerdo, no aplicándose multas.

x) Con fecha 4 de junio de 2019, nuestras subsidiarias Enel Generación Chile y Gasatacama Chile suscribieron un acuerdo mediante el cual ambas compañías, en línea con su propia estrategia de sostenibilidad y su plan estratégico, y el Ministerio de Energía, regulan la forma de proceder al retiro progresivo de las unidades generadoras a carbón Tarapacá, Bocamina 1 y Bocamina 2 (en adelante, Tarapacá, Bocamina 1 y Bocamina 2).

El acuerdo está sujeto a la condición suspensiva que entre en pleno efecto el Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras, que establezca, entre otros, las condiciones esenciales que aseguren un trato no discriminatorio entre los distintos generadores y defina el Estado de Reserva Estratégica. En virtud de lo anterior, Enel Generación y Gasatacama Chile se obligarían formal e irrevocablemente al retiro final de Bocamina 1 y Tarapacá, respectivamente, del Sistema Eléctrico Nacional, estableciendo como fechas máximas de dicho hito el 31 de mayo de 2020 para la central Tarapacá, y el 31 de diciembre de 2023 para la central Bocamina 1.

La intención del Grupo es acelerar el retiro de Tarapacá y Bocamina 1, por supuesto en total coordinación con la Autoridad. En este contexto, ya con fecha 17 de junio de 2019, Gasatacama Chile solicitó a la Comisión Nacional de Energía que el retiro final, desconexión y cese de operación de Tarapacá se pudiera realizar de forma anticipada, a contar del 31 de diciembre de 2019. Con fecha 26 de Julio de 2019, mediante emisión de la Resolución Exenta N°450 y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72° -18 de la Ley General de Servicios Eléctricos, la Comisión Nacional de Energía autorizó el retiro final, desconexión y cese de operación de la unidad generadora a carbón Tarapacá a contar del 31 de diciembre de 2019.

Como consecuencia de lo anterior, el Grupo ha registró una pérdida por deterioro de M$ 195.809.269 y M$ 81.939.172 para ajustar el valor contable de la inversión capitalizada en Tarapacá y Bocamina 1, respectivamente, a su valor recuperable.

Respecto de Bocamina 2, Enel Generación Chile se pone como meta su retiro anticipado, a más tardar, el 31 de diciembre de 2040. Todo lo anterior está sujeto a la autorización establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos. Los efectos financieros dependerán de factores que incidan en el comportamiento del mercado eléctrico, como son entre otras, el precio de los combustibles, las condiciones hidrológicas; el crecimiento de la demanda eléctrica e índices de inflación internacional, los que a la fecha no son posibles de determinar.

Si perjuicio de lo anterior, se han ajustaron las vidas útiles de los activos de Bocamina 2, de tal forma en ningún caso la depreciación se realice hasta una fecha que exceda el 31 de diciembre de 2040. Esta medida implicó reconocer una mayor depreciación al 30 de septiembre de 2019 de M$1.271.797

19. PROPIEDAD DE INVERSIÓN

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el período 2019 y ejercicio 2018 ha sido el siguiente:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	Propiedades de Inversión, Bruto M$	Depreciación Acumulada y Deterioro M$	Propiedades de Inversión, Neto M$
Saldo al 1 de enero de 2018	**9.189.377**	**(832.605)**	**8.356.772**
Gasto por depreciación	-	(19.591)	(19.591)
Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados	-	(779.825)	(779.825)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**9.189.377**	**(1.632.021)**	**7.557.356**
Gasto por depreciación	-	(14.859)	(14.859)
Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados (*)	-	(862.467)	(862.467)
Saldo al 30 de septiembre de 2019	**9.189.377**	**(2.509.347)**	**6.680.030**

(*) Ver nota 31.

Durante el período 2019 y 2018 no se han producido ventas de inmuebles.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de la inversión al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 ascendió a M$7.426.521 y M$8.228.673, respectivamente. Este valor fue determinado sobre la base de tasaciones independientes.

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

La jerarquía de los valores razonables de las propiedades de inversión es la siguiente:

	Valor razonable medido al 30 de septiembre de 2019		
	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Propiedades de Inversión	-	-	7.426.521

Ver Nota 3.h.

El detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión por el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	Saldo al	
	30/09/2019	30/09/2018
Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión	**M$**	**M$**
Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión	154.540	151.994
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos	(31.075)	(33.860)
Total	**123.465**	**118.134**

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representan obligaciones futuras para el Grupo al 30 de septiembre de 2019.

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

20. IMPUESTOS A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS

a. Impuestos a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el Estado de Resultados Integrales Consolidado, correspondiente al período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	Saldo al	
	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(111.099.461)	(64.820.192)
Ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	(669.537)	(6.797.850)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (Impuestos de coberturas)	(22.974.452)	(31.446.365)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(134.743.450)**	**(103.064.407)**
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	107.598.712	9.493.426
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores	-	4.823.985
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**107.598.712**	**14.317.411**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	**(27.144.738)**	**(88.746.996)**

A continuación, se presenta la conciliación de la tasa impositiva al 30 de septiembre de 2019 y 2018:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	30/09/2019 M$	Tasa	30/09/2018 M$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**246.799.707**		**337.068.602**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(27,00%)**	(66.635.921)	**(27,00%)**	(91.008.522)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	0,09%	232.897	0,05%	157.351
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	16,82%	41.515.650	0,61%	2.062.981
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(3,39%)	(8.371.984)	(2,46%)	(8.276.973)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores	(0,27%)	(669.537)	(2,02%)	(6.797.850)
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores		-	1,43%	4.823.985
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	2,75%	6.784.157	3,05%	10.292.032
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	**16,00%**	**39.491.183**	**0,67%**	**2.261.526**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**(11,00%)**	**(27.144.738)**	**(26,33%)**	**(88.746.996)**

Las principales diferencias temporales se encuentran a continuación.

b. Impuestos diferidos

El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 son:

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		30/09/2019		31/12/2018	
		Activos M$	Pasivos M$	Activos M$	Pasivos M$
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a:	Depreciaciones	10.460.187	(315.422.670)	9.636.857	(359.613.258)
	Obligaciones por beneficios post-empleo	5.946.553	(481.889)	6.131.110	(421.462)
	Revaluaciones de instrumentos financieros	322.846	-	-	-
	Pérdidas fiscales	81.773.305	-	36.921.157	-
	Provisiones	**70.047.868**	**-**	**55.080.385**	**-**
	Provision Desmantelamiento	38.436.167	-	23.627.264	-
	Provisión Contingencias Civiles	3.661.747	-	4.108.710	-
	Provisión Contingencias Trabajadores	430.900	-	430.900	-
	Provisión cuentas incobrables	13.746.887	-	13.253.612	-
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	9.829.378	-	7.432.939	-
	Otras Provisiones	3.942.789	-	6.226.960	-
	Otros Impuestos Diferidos	**16.579.651**	**(22.039.097)**	**14.277.897**	**(20.921.510)**
	Activación de Gastos Financieros	-	(11.184.856)	-	(11.202.063)
	Efecto Hiperinflacion Argentina	-	(579.758)	-	(425.687)
	Otros Impuestos Diferidos	16.579.651	(10.274.483)	14.277.897	(9.293.760)
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación		**185.130.410**	**(337.943.656)**	**122.047.406**	**(380.956.230)**
Compensación de activos / (pasivos por impuestos diferidos)		(135.269.468)	135.269.468	(102.876.176)	102.876.176
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación		**49.860.942**	**(202.674.188)**	**19.171.230**	**(278.080.054)**

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		Saldo neto al 1 de enero de 2019	Movimientos				Saldo neto al 30 de septiembre de 2019
			Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
		M$	M$	M$	M$	M$	M$
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a:	Depreciaciones	(349.976.401)	52.747.720	-	(7.805.352)	71.550	**(304.962.483)**
	Obligaciones por beneficios post-empleo	5.709.648	(245.932)	-	-	948	**5.464.664**
	Revaluaciones de instrumentos financieros	-	-	571.281	-	(248.435)	**322.846**
	Pérdidas fiscales	36.921.157	40.227.675	-	4.624.473	-	**81.773.305**
	Provisiones	**55.080.385**	**13.974.467**	**-**	**817.079**	**175.937**	**70.047.868**
	Provision Desmantelamiento	23.627.264	14.623.471	-	185.432	-	**38.436.167**
	Provisión Contingencias Civiles	4.108.710	(551.820)	-	-	104.857	**3.661.747**
	Provisión Contingencias Trabajadores	430.900	-	-	-	-	**430.900**
	Provisión cuentas incobrables	13.253.612	493.376	-	(101)	-	**13.746.887**
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	7.432.939	2.410.174	-	(13.735)	-	**9.829.378**
	Otras Provisiones	6.226.960	(3.000.734)	-	645.483	71.080	**3.942.789**
	Otros Impuestos Diferidos	**(6.643.613)**	**894.782**	**403**	**-**	**288.982**	**(5.459.446)**
	Activación de Gastos Financieros	(11.202.063)	17.206	-	-	-	**(11.184.857)**
	Efecto Hiperinflación Argentina	(425.687)	(154.071)	-	-	-	**(579.758)**
	Otros Impuestos Diferidos	4.984.137	1.031.647	403	-	288.982	**6.305.169**
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos		**(258.908.824)**	**107.598.712**	**571.684**	**(2.363.800)**	**288.982**	**(152.813.246)**

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		Saldo neto al 1 de enero de 2018	Aplicación inicial IFRS 9 y NIC 29	Saldo neto reexpresado al 1 de enero de 2018	Movimientos					Saldo neto al 31 de diciembre de 2018
					Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a:	Depreciaciones	(263.685.283)	-	(263.685.283)	(3.851.978)	-	(74.336.810)	(10.342.994)	2.240.664	**(349.976.401)**
	Obligaciones por beneficios post-empleo	5.971.995	-	5.971.995	(250.223)	(10.228)	-	-	(1.896)	**5.709.648**
	Pérdidas fiscales	9.536.102	-	9.536.102	(3.278.563)	-	32.058.724	2.831.404	(4.226.510)	**36.921.157**
	Provisiones	**39.890.472**	**1.261.836**	**41.152.308**	**4.032.271**	**-**	**5.183.782**	**973.961**	**3.738.063**	**55.080.385**
	Provision Desmantelamiento	17.411.395	-	17.411.395	4.442.928	-	1.707.519	59.520	5.902	**23.627.264**
	Provisión Contingencias Civiles	3.762.772	-	3.762.772	306.893	-	-	39.045	-	**4.108.710**
	Provisión Contingencias Trabajadores	5.989	-	5.989	333.704	-	8.016	83.191	-	**430.900**
	Provisión cuentas incobrables	11.976.401	1.261.836	13.238.237	13.646	-	3.434	989	(2.694)	**13.253.612**
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	6.497.206	-	6.497.206	178.162	-	70.795	686.776	-	**7.432.939**
	Otras Provisiones	236.709		236.709	(1.243.062)	-	3.394.018	104.440	3.734.855	**6.226.960**
	Otros Impuestos Diferidos	**38.900.825**	**(213.442)**	**38.687.383**	**(34.967.709)**	**111**	**-**	**-**	**(10.363.398)**	**(6.643.613)**
	Activación de Gastos Financieros	(4.780.923)	-	(4.780.923)	(6.421.139)	-	-	-	(1)	**(11.202.063)**
	Impuestos por Recuperar	10.491.314	-	10.491.314	-	-	-	-	(10.491.314)	**-**
	Inversiones contabilizadas por el método de la participación - Hidroaysen	30.938.736	-	30.938.736	(30.938.736)	-	-	-	-	**-**
	Efecto Hiperinflación Argentina	-	(213.442)	(213.442)	(212.245)	-	-	-	-	**(425.687)**
	Otros Impuestos Diferidos	2.251.698	-	2.251.698	2.604.411	111	-	-	127.917	**4.984.137**
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos		**(169.385.889)**	**1.048.394**	**(168.337.495)**	**(38.316.202)**	**(10.117)**	**(37.094.304)**	**(6.537.629)**	**(8.613.077)**	**(258.908.824)**

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

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a perdidas tributarias por un monto de M$4.215.481 (M$3.930.370 al 31 de diciembre de 2018) (Ver Nota 3.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en entidades consolidadas y en determinados negocios conjuntos, el Grupo no ha reconocido impuestos diferidos de pasivo asociados con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas entidades consolidadas permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2019 asciende a M$1.035.722.183 (M$896.532.229 al 31 de diciembre de 2018). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos en relación con las diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en entidades consolidadas y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 30 de septiembre de 2019, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a M$800.924.494 (M$744.768.294 al 31 de diciembre de 2018).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarías de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales, por lo general, una vez transcurridos, dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. Los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación, corresponden a los años 2016 al 2018.

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

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios del Grupo como a las participaciones no controladoras al 30 de septiembre de 2019 y 2018:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de septiembre de 2019			30 de septiembre de 2018		
	Importe antes de Impuestos M$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de Impuestos M$	Importe antes de Impuestos M$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de Impuestos M$
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.492)	403	(1.089)	(1.763)	475	(1.288)
Cobertura de Flujo de Efectivo	(88.218.754)	23.001.600	(65.217.154)	(109.652.386)	30.318.142	(79.334.244)
Diferancias de cambio por conversion	39.600.420	-	39.600.420	64.835.697	-	64.835.697
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(48.619.826)	23.002.003	(25.617.823)	**(44.818.452)**	**30.318.617**	**(14.499.835)**

A continuación, se presenta cuadro de conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance e impuestos a las ganancias en otros resultados integrales al 30 de septiembre de 2019 y 2018:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	30 de septiembre de 2019 M$	30 de septiembre de 2018 M$
Balance: Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en otro resultado integral	**571.684**	**475**
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	22.430.319	30.318.142
Patrimonio: Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**23.002.003**	**30.318.617**

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

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

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

Con fecha 8 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.

21. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30/09/2019		31/12/2018	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos que devengan intereses	64.605.687	1.796.240.782	329.262.093	1.703.044.158
Instrumentos derivados de cobertura (*)	113.837.011	19.532.493	81.195.765	2.629.715
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	2.073.345	404.876	207.957	159.630
Total	**180.516.043**	**1.816.178.151**	**410.665.815**	**1.705.833.503**

(*) Ver nota 23.2.a
(**) Ver nota 23.2.b

21.1 Préstamos que devengan intereses

El detalle de la clasificación corriente y no corriente de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	30/09/2019		31/12/2018	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos bancarios garantizados	2.924.333	239.844.009	70.790.775	229.020.029
Préstamos bancarios no garantizados	6	-	212.736.914	-
Obligaciones con el público no garantizadas	55.986.449	1.509.619.082	43.568.129	1.461.713.954
Arrendamiento	5.694.899	46.777.691	2.166.275	12.310.175
Total	**64.605.687**	**1.796.240.782**	**329.262.093**	**1.703.044.158**

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	30/09/2019						
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento			Total No Corriente
					Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	M$
Chile	US$	3,31%	3,31%	Sí	2.924.333	-	**2.924.333**	109.020.004	109.020.004	21.804.001	**239.844.009**
Chile	CLP	6,00%	6,00%	No	6	-	**6**	-	-	-	**-**
				Total	**2.924.339**	**-**	**2.924.339**	**109.020.004**	**109.020.004**	**21.804.001**	**239.844.009**

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	31/12/2018						
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento			Total No Corriente
					Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	M$
Chile	US$	3,51%	3,51%	Sí	1.350.861	69.439.914	**70.790.775**	-	104.100.014	124.920.015	**229.020.029**
Chile	CLP	4,71%	4,30%	No	6	212.736.908	**212.736.914**	-	-	-	**-**
				Total	**1.350.867**	**282.176.822**	**283.527.689**	**-**	**104.100.014**	**124.920.015**	**229.020.029**

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2019 es M$238.902.959 (M$509.822.541 al 31 de diciembre de 2018). Las técnicas de valoración utilizadas para esta valoración han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (Ver Nota 3.h).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	Garantia	30/09/2019							31/12/2018					
											Corriente M$			No Corriente M$				Corriente M$			No Corriente M$		
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Total No Corriente
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Linea de sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	2	-	2	-	-	-	-	2	-	2	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Linea de sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	4	-	4	-	-	-	-	4	-	4	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander-Chile	Chile	CLP	3,85%	3,17%	Al Vencimiento	No	-	-	-	-	-	-	-	-	65.829.996	65.829.996	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile	Chile	CLP	3,85%	3,17%	Al Vencimiento	No	-	-	-	-	-	-	-	-	73.453.456	73.453.456	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Scotiabank Chile	Chile	CLP	3,85%	3,17%	Al Vencimiento	No	-	-	-	-	-	-	-	-	73.453.456	73.453.456	-	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	97.080.000-k	BBVA	Chile	US$	4,14%	4,14%	Al Vencimiento	Sí	-	-	-	-	-	-	-	814.628	69.400.009	70.214.637	-	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	97.080.000-k	BBVA	Chile	US$	4,17%	4,17%	Al Vencimiento	Sí	1.242.605	-	1.242.605	109.020.004	-		109.020.004	158.913	-	158.913	104.100.014	-	104.100.014
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	59.054.440-k	Inter-American Investment Corporation (BID)	E.E.U.U.	US$	1,50%	1,50%	Al Vencimiento	Sí	125.373	-	125.373	-	-	21.804.001	21.804.001	-	39.905	39.905	-	20.820.002	20.820.002
96.524.140-k	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	97.080.000-k	BBVA	Chile	US$	4,25%	4,25%	Al Vencimiento	Sí	1.556.355	-	1.556.355	-	109.020.004	-	109.020.004	377.320	-	377.320	-	104.100.013	104.100.013
										Total	2.924.339	-	2.924.339	109.020.004	109.020.004	21.804.001	239.844.009	1.350.867	282.176.822	283.527.689	104.100.014	124.920.015	229.020.029

21.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

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

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	Garantía	30/09/2019								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	M$
Chile	US$	6,59%	6,49%	No	16.358.428	2.995.559	**19.353.987**	-	-	-	-	1.222.677.959	**1.222.677.959**
Chile	UF	6,00%	5,48%	No	20.966.083	15.666.379	**36.632.462**	31.332.757	31.332.757	31.332.757	31.332.757	161.610.095	**286.941.123**
				Total	**37.324.511**	**18.661.938**	**55.986.449**	**31.332.757**	**31.332.757**	**31.332.757**	**31.332.757**	**1.384.288.054**	**1.509.619.082**

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	Garantía	31/12/2018								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	M$
Chile	US$	6,59%	6,49%	No	7.144.997	4.281.038	**11.426.035**	-	-	-	-	1.164.595.519	**1.164.595.519**
Chile	UF	6,00%	5,48%	No	-	32.142.094	**32.142.094**	30.793.493	30.793.493	30.793.493	30.793.493	173.944.463	**297.118.435**
				Total	**7.144.997**	**36.423.132**	**43.568.129**	**30.793.493**	**30.793.493**	**30.793.493**	**30.793.493**	**1.338.539.982**	**1.461.713.954**

- Individualizaciones de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	30/09/2019									31/12/2018							
										Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente				
										Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US$	7,96%	7,88%	No	-	1.967.760	1.967.760	-	-	-	-	149.236.067	149.236.067	4.693.498	-	4.693.498	-	-	-	-	142.300.747	142.300.747
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US$	7,40%	7,33%	No	-	629.250	629.250	-	-	-	-	50.505.029	50.505.029	1.500.880	-	1.500.880	-	-	-	-	48.131.124	48.131.124
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US$	8,26%	8,13%	No	-	398.549	398.549	-	-	-	-	24.046.230	24.046.230	950.619	-	950.619	-	-	-	-	22.694.249	22.694.249
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US$	4,32%	4,25%	No	5.708.357	-	5.708.357	-	-	-	-	288.137.154	288.137.154	-	2.493.452	2.493.452	-	-	-	-	274.469.150	274.469.150
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	UF	7,17%	6,20%	No	4.533.271	2.917.047	7.450.318	5.834.094	5.834.094	5.834.094	5.834.094	23.024.517	46.360.893	-	6.513.162	6.513.162	5.733.684	5.733.684	5.733.684	5.733.684	25.386.928	48.321.664
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	UF	4,82%	4,75%	No	16.432.812	12.749.332	29.182.144	25.498.663	25.498.663	25.498.663	25.498.663	138.585.578	240.580.230	-	25.628.932	25.628.932	25.059.809	25.059.809	25.059.809	25.059.809	148.557.535	248.796.771
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica	E.E.U.U.	US$	5,03%	4,88%	No	10.650.071	-	10.650.071	-	-	-	-	710.753.479	710.753.479	-	1.787.586	1.787.586	-	-	-	-	677.000.249	677.000.249
									Total	37.324.511	18.661.938	55.986.449	31.332.757	31.332.757	31.332.757	31.332.757	1.384.288.054	1.509.619.082	7.144.997	36.423.132	43.568.129	30.793.493	30.793.493	30.793.493	30.793.493	1.338.539.982	1.461.713.954

21.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente al 30 de septiembre de 2019 asciende a M$1.915.211.837 (M$1.685.679.241 al 31 de diciembre de 2018). Para el período, en consideración a los datos de entrada utilizados en esta valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 g.4).

21.4 Pasivos por arrendamientos

- Individualización de Pasivos por Arrendamientos

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Activos Objetos del Contrato de Arrendamiento	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Nominal	30/09/2019									31/12/2018								
							Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
							Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Total No Corriente
							M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otras Instalaciones	Chile	US$	6,50%	581.109	1.799.243	2.380.352	2.535.075	2.699.855	5.868.504	-	-	11.103.434	528.847	1.637.428	2.166.275	2.307.082	2.457.043	2.616.750	4.929.300	12.310.175
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Plantas y equipos de Generación	Chile	UF	2,06%	4.305	13.048	17.353	17.710	18.074	18.446	18.825	210.902	283.957	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Plantas y equipos de Generación	Chile	UF	2,09%	9.748	24.504	34.252	33.270	33.966	34.677	35.403	415.819	553.135	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Plantas y equipos de Generación	Chile	UF	1,07%	-	1.101	1.101	1.113	-	-	-	-	1.113	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Terrenos	Chile	UF	1,91%	-	551	551	559	567	576	-	-	1.702	-	-	-	-	-	-	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Chile	Vehículos y otros medios de transporte	Chile	UF	0,83%	120.092	40.156	160.248	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Vehículos y otros medios de transporte	Chile	UF	1,36%	5.222	12.657	17.879	12.366	-	-	-	-	12.366	-	-	-	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otras Propiedades, Planta y Equipo	Chile	UF	1,76%	130.573	317.946	448.519	300.771	238.451	179.567	135.245	249.735	1.103.769	-	-	-	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otras Propiedades, Planta y Equipo	Chile	US$	5,99%	299.988	230.636	530.624	108.182	114.657	121.521	128.795	1.416.491	1.889.646	-	-	-	-	-	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA.	Chile	Terrenos	Chile	UF	2,54%	48.926	261.925	310.851	239.944	246.042	252.291	258.702	6.148.622	7.145.601	-	-	-	-	-	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA.	Chile	Terrenos	Chile	UF	4,94%	-	266.754	266.754	107.034	112.325	117.879	123.708	3.060.280	3.521.226	-	-	-	-	-	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA.	Chile	Terrenos	Chile	UF	0,43%	-	360.733	360.733	234.857	246.285	258.269	270.837	3.901.281	4.911.529	-	-	-	-	-	-	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	Terrenos	Chile	UF	2,54%	105.876	76.578	182.454	119.679	122.719	125.837	129.035	3.209.828	3.707.098	-	-	-	-	-	-	-	-
96.524.140-k	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Terrenos	Chile	UF	6,39%	46.382	162.220	208.602	122.879	126.001	129.202	132.486	2.736.787	3.247.355	-	-	-	-	-	-	-	-
96.524.140-k	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Terrenos	Chile	EUR	5,02%	43.115	149.721	192.836	157.235	165.127	173.414	182.117	2.407.726	3.085.619	-	-	-	-	-	-	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Terrenos	Chile	UF	2,54%	7.634	46.296	53.930	22.541	23.073	23.619	24.177	306.784	400.194	-	-	-	-	-	-	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Terrenos	Chile	UF	2,94%	66.198	-	66.198	33.524	34.509	35.524	36.568	1.010.697	1.150.822	-	-	-	-	-	-	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Terrenos	Chile	UF	2,23%	6.788	36.535	43.323	37.030	37.857	38.702	39.566	262.529	415.684	-	-	-	-	-	-	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Terrenos	Chile	EUR	2,54%	124.827	189.462	314.289	189.710	198.455	207.604	217.175	2.699.424	3.512.368	-	-	-	-	-	-	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar SPA	Chile	Terrenos	Chile	UF	2,54%	4.730	24.072	28.802	24.682	25.310	25.953	26.612	622.355	724.912	-	-	-	-	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Otras Propiedades, Planta y Equipo	Chile	UF	1,20%	18.786	56.462	75.248	6.161	-	-	-	-	6.161	-	-	-	-	-	-	-	-
			Total				1.624.299	4.070.600	5.694.899	4.304.322	4.443.273	7.611.585	1.759.251	28.659.260	46.777.691	528.847	1.637.428	2.166.275	2.307.082	2.457.043	2.616.750	4.929.300	12.310.175

21.5 Deuda de cobertura

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 30 de septiembre de 2019, M$1.541.676.642 (M$1.192.973.584 al 31 de diciembre de 2018) están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota 3.g.5).

El movimiento al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(127.508.852)	(27.168.007)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(48.473.410)	(101.790.308)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	8.091.864	12.478.369
Otros (OPA 33,57% 02.04.2018 sobre Enel Generación Chile)	-	(11.028.906)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	**(167.890.398)**	**(127.508.852)**

21.6 Otros aspectos

Al 30 de septiembre de 2019 el Grupo tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional, por M$143.189.000 (M$416.862.000 al 31 de diciembre de 2018).

21.7 Flujos futuros de deuda no descontados.

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

a) Préstamos Bancarios garantizados y no garantizados

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2019	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2019	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2018
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	M$
Chile	US$	3,31%	2.519.304	7.557.913	**10.077.217**	115.521.437	110.592.675	21.858.511	-	-	**247.972.623**	1.985.915	75.074.314	**77.060.229**	110.909.917	106.335.361	21.112.380	-	-	**238.357.658**
Chile	CLP	6,00%	6	-	**6**	-	-	-	-	-	**-**	1.798.705	215.920.510	**217.719.215**	-	-	-	-	-	**-**
Totales			**2.519.310**	**7.557.913**	**10.077.223**	**115.521.437**	**110.592.675**	**21.858.511**	**-**	**-**	**247.972.623**	**3.784.620**	**290.994.824**	**294.779.444**	**110.909.917**	**106.335.361**	**21.112.380**	**-**	**-**	**238.357.658**

b) Obligaciones garantizadas y no garantizadas

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2019	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2019	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2018
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	M$
Chile	US$	6,49%	17.219.142	51.657.423	**68.876.565**	68.876.564	68.876.564	68.876.564	354.219.095	1.357.195.635	**1.918.044.422**	16.173.722	48.521.166	**64.694.888**	64.694.887	64.694.887	64.694.887	64.694.887	1.612.310.243	**1.871.089.791**
Chile	UF	5,48%	21.802.800	33.021.797	**54.824.597**	52.420.069	50.015.543	47.611.017	45.206.491	201.354.595	**396.607.715**	6.603.562	49.871.556	**56.475.118**	54.036.540	51.597.963	49.159.386	46.720.808	224.787.689	**426.302.386**
Total			**39.021.942**	**84.679.220**	**123.701.162**	**121.296.633**	**118.892.107**	**116.487.581**	**399.425.586**	**1.558.550.230**	**2.314.652.137**	**22.777.284**	**98.392.722**	**121.170.006**	**118.731.427**	**116.292.850**	**113.854.273**	**111.415.695**	**1.837.097.932**	**2.297.392.177**

c) Arrendamientos financieros

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2019	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2019	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2018
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	M$
Chile	US$	6,25%	948.738	2.833.154	**3.781.892**	3.409.502	3.395.871	6.292.518	208.997	1.544.580	**14.851.468**	760.090	2.278.842	**3.038.932**	3.034.977	3.030.765	3.026.279	5.044.764	-	**14.136.785**
Chile	EUR	3,78%	77.717	230.728	**308.445**	484.994	471.597	458.201	444.804	2.387.499	**4.247.095**	-	-	**-**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	UF	2,32%	775.150	2.303.220	**3.078.370**	3.190.695	2.643.849	2.503.514	2.390.189	30.011.237	**40.739.484**	-	-	**-**	-	-	-	-	-	**-**
Total			**1.801.605**	**5.367.102**	**7.168.707**	**7.085.191**	**6.511.317**	**9.254.233**	**3.043.990**	**33.943.316**	**59.838.047**	**760.090**	**2.278.842**	**3.038.932**	**3.034.977**	**3.030.765**	**3.026.279**	**5.044.764**	**-**	**14.136.785**

22. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Chile están expuestas a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
  - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
  - II. Criterios sobre contrapartes.
  - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enel Chile.

22.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

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

	30/09/2019 (i)	31/12/2018
	%	%
Tasa de interés fija	98%	71%

(i) El cambio en la ponderación entre fijo y variable, se explica en gran medida por la renegociación efectuada entre EGP del Sur y Enel Finance International NV. Ver mayores detalles en 12.d.ii.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

22.2 Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

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

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

22.3 Riesgo de commodities

El Grupo Enel Chile se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, El Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 30 de septiembre de 2019 había operaciones vigentes por 125 kTon de API2 a liquidarse en 2019 y 1.412 kTon de API2 a liquidarse en 2020, 88 kBbl de Brent a liquidarse en 2019 y 459 kBbl de Brent a liquidarse en 2020, y por 6,95 TBtu de HH a liquidarse en 2019 y 4,79 TBtu de HH.

Al 31 de diciembre de 2018 existían operaciones vigentes por 432 kTon de API2 a liquidarse en 2019, 994 kBbl de Brent a liquidarse en 2019, por 225 kTon de BCI7 a liquidarse en 2019 y por 0.2 TBtu de HH a liquidarse en 2019 (cifras consideran posición neta cubierta).

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

22.4 Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas 21 y 23.

Al 30 de septiembre de 2019, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de M$177.951.647 en efectivo y medios equivalentes y M$143.189.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de M$ 245.171.924 en efectivo y medios equivalentes y M$416.862.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

22.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos contratos con clientes libres, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

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

Activos de carácter financiero:

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

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

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

22.6 Medición del riesgo

El Grupo Enel Chile elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados. La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, respecto al Peso Chileno, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M$ 330.064.967.

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

23. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

23.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	30/09/2019			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Activos financieros medidos a costo amortizado M$	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral M$	Derivados financieros de cobertura M$
Instrumentos de patrimonio	-	-	127.854	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	757.828.054	-	-
Instrumentos derivados	726.021	-	3.520.508	41.787.217
Otros activos financieros	-	883.571	-	-
Total Corriente	**726.021**	**758.711.625**	**3.648.362**	**41.787.217**
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.351.402	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	118.005.578	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	1.699.215
Otros activos de carácter financiero	-	689.146	-	-
Total No Corriente	**-**	**118.694.724**	**2.351.402**	**1.699.215**
Total	**726.021**	**877.406.349**	**5.999.764**	**43.486.432**

	31/12/2018			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Activos financieros medidos a costo amortizado M$	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral M$	Derivados financieros de cobertura M$
Instrumentos de patrimonio	90.839	-	269.031	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	529.467.040	-	-
Instrumentos derivados	1.491.497	-	1.423.613	39.022.012
Otros activos financieros	-	880.268	-	-
Total Corriente	**1.582.336**	**530.347.308**	**1.692.644**	**39.022.012**
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.352.894	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	60.527.843	-	-
Instrumentos derivados	36.086	-	-	4.191.543
Otros activos de carácter financiero	-	689.146	-	-
Total No Corriente	**36.086**	**61.216.989**	**2.352.894**	**4.191.543**
Total	**1.618.422**	**591.564.297**	**4.045.538**	**43.213.555**

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

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	30/09/2019			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado M$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en M$	Derivados financieros de cobertura M$
Préstamos que devengan interés	-	64.605.687	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	613.636.778	-	-
Instrumentos derivados	3.069.427	-	2.936.108	113.837.011
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-	-
Total Corriente	**3.069.427**	**678.242.465**	**2.936.108**	**113.837.011**
Préstamos que devengan interés	-	1.796.240.782	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	760.120.762	-	-
Instrumentos derivados	404.876	-	-	19.532.493
Total No Corriente	**404.876**	**2.556.361.544**	**-**	**19.532.493**
Total	**3.474.303**	**3.234.604.009**	**2.936.108**	**133.369.504**

	31/12/2018			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado M$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en M$	Derivados financieros de cobertura M$
Préstamos que devengan interés	-	329.262.093	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	702.770.048	-	-
Instrumentos derivados	756.005	-	7.161.949	81.195.765
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-	-
Total Corriente	**756.005**	**1.032.032.141**	**7.161.949**	**81.195.765**
Préstamos que devengan interés	-	1.703.044.158	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	449.777.982	-	-
Instrumentos derivados	159.630	-		2.629.715
Total No Corriente	**159.630**	**2.152.822.140**	**-**	**2.629.715**
Total	**915.635**	**3.184.854.281**	**7.161.949**	**83.825.480**

23.2 Instrumentos derivados

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

El Grupo clasifica sus coberturas en:

- Coberturas de flujos de caja: Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.

- Coberturas de valor razonable: Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.

- Derivados no cobertura: Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30/09/2019				31/12/2018			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cobertura de tipo de interés:	**426.584**	**329.574**	**279.064**	**9.206.747**	**852.119**	**4.191.543**	**-**	**-**
Cobertura flujos de caja	426.584	329.574	279.064	9.206.747	852.119	4.191.543	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	**41.773.154**	**1.369.641**	**113.557.947**	**10.325.746**	**38.169.893**	**-**	**81.195.765**	**2.629.715**
Cobertura de flujos de caja	41.773.154	1.369.641	113.557.947	10.325.746	38.169.893	-	81.195.765	2.629.715
TOTAL	**42.199.738**	**1.699.215**	**113.837.011**	**19.532.493**	**39.022.012**	**4.191.543**	**81.195.765**	**2.629.715**

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 30/09/2019 M$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31/12/2018 M$	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Otros	(73.387)	-	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(31.733.694)	(18.892.400)	Flujo de caja
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Empresas Relacionadas	(8.656.268)	-	Flujo de caja
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	-	5.043.662	Flujo de caja
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	(49.007.202)	(26.763.187)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre de 2019 el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

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

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

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, se reconocieron activos y pasivos en el estado de situación financiera producto de las operaciones de derivados financieros que se registran a valor razonable con cambios en resultados. Los montos se detallan a continuación:

	30/09/2019				31/12/2018			
	Activo Corrientes M$	Pasivos Corrientes M$	Activo no Corrientes M$	Pasivos no Corrientes M$	Activos Corrientes M$	Pasivos Corrientes M$	Activos no Corrientes M$	Pasivos no Corrientes M$
Instrumentos derivados de no cobertura	-	2.073.345	-	404.876	41.023	207.957	36.086	159.630
TOTAL	**-**	**2.073.345**	**-**	**404.876**	**41.023**	**207.957**	**36.086**	**159.630**

Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con obligaciones futuras que surgirán de contratos de obras civiles ligados a la construcción de la Central Los Cóndores. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 “Instrumentos Financieros”.

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

Derivados financieros	30/09/2019						
	Valor razonable	Valor nocional					
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	Posteriores	Total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Cobertura de tipo de interés:	**(8.729.653)**	**-**	**109.231.500**	**109.231.500**	**291.284.000**	**-**	**509.747.000**
Cobertura de flujos de caja	(8.729.653)	-	109.231.500	109.231.500	291.284.000	-	509.747.000
Cobertura de tipo de cambio:	**(80.740.898)**	**1.122.148.404**	**154.089.236**	**-**	**-**	**282.355.808**	**1.558.593.448**
Cobertura de flujos de caja	(80.740.898)	1.122.148.404	154.089.236	-	-	282.355.808	1.558.593.448
Derivados no designados contablemente de cobertura	**(2.478.221)**	**33.841.789**	**6.859.552**	**-**	**-**	**-**	**40.701.341**
TOTAL	**(91.948.772)**	**1.155.990.193**	**270.180.288**	**109.231.500**	**291.284.000**	**282.355.808**	**2.109.041.789**

Derivados financieros	31/12/2018						
	Valor razonable	Valor nocional					
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	Posteriores	Total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Cobertura de tipo de interés:	**5.043.662**	**69.477.000**	**104.215.500**	**104.215.500**	**-**	**-**	**277.908.000**
Cobertura de flujos de caja	5.043.662	69.477.000	104.215.500	104.215.500	-	-	277.908.000
Cobertura de tipo de cambio:	**(45.655.587)**	**1.227.557.071**	**76.355.223**	**-**	**-**	**-**	**1.303.912.294**
Cobertura de flujos de caja	(45.655.587)	1.227.557.071	76.355.223	-	-	-	1.303.912.294
Deivados no designados contablemente de cobertura	**(290.478)**	**34.525.045**	**29.457.793**	**1.913.220**	**-**	**-**	**65.896.058**
TOTAL	**(40.902.403)**	**1.331.559.116**	**210.028.516**	**106.128.720**	**-**	**-**	**1.647.716.352**

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

23.3 Jerarquías del valor razonable

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	30/09/2019 M$	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	43.898.953	-	43.898.953	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	-	-	-	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	313.500	-	313.500	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	3.520.508	-	3.520.508	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	2.479.256	-	2.479.256	-
Total	**50.212.217**	**-**	**50.212.217**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	133.369.504	-	133.369.504	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.478.221	-	2.478.221	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	996.082	-	996.082	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	2.936.108	-	2.936.108	-
Total	**139.779.915**	**-**	**139.779.915**	**-**

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31/12/2018 M$	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	43.213.555	-	43.213.555	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	77.109	-	77.109	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	1.450.474	-	1.450.474	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	1.423.613	-	1.423.613	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otros	359.870	-	359.870	-
Total	**46.524.621**	**-**	**46.524.621**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	83.825.480	-	83.825.480	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	367.587	-	367.587	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a	548.048	-	548.048	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	7.161.949	-	7.161.949	-
Total	**91.903.064**	**-**	**91.903.064**	**-**

24. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	208.603.480	155.123.059	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	22.967.415	39.787.839	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	164.296.012	155.054.466	4.906	6.766
Cuentas por pagar por compra de activos	68.642.833	116.157.897	2.205.638	2.106.099
Sub total	**464.509.740**	**466.123.261**	**2.210.544**	**2.112.865**
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	4.337.223	52.059.048	-	-
Depósitos en Garantías	362.382	365.857	-	-
Multas y reclamaciones	-	165.102	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	22.150	1.742.603	-	-
Cuentas por pagar al personal	29.505.917	30.686.679	-	-
Otras cuentas por pagar	8.683.766	3.143.774	413.594	471.315
Sub total	**42.911.438**	**88.163.063**	**413.594**	**471.315**
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**507.421.178**	**554.286.324**	**2.624.138**	**2.584.180**

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 22.4.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 se expone en Anexo 3.

25. PROVISIONES

a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2019	31/12/2018	30/09/2019	31/12/2018
	M$	M$	M$	M$
Por reclamaciones legales	4.201.189	3.884.018	11.425.649	13.468.858
Por desmantelamiento o restauración (1)	-	-	147.555.037	92.402.517
Otras provisiones	1.730.812	1.704.768	-	-
Total	**5.932.001**	**5.588.786**	**158.980.686**	**105.871.375**

(1) Ver nota 3.a.

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

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

El movimiento de las provisiones por el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
	M$	M$	M$	M$
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 1 de enero de 2019	**17.352.876**	**92.402.517**	**1.704.768**	**111.460.161**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (1)	2.828.738	51.375.680	26.205	54.230.623
Provisión Utilizada	(3.785.050)	-	(10)	(3.785.060)
Reversión de Provisión No Utilizada	(757.386)	-	-	(757.386)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo (2)	-	3.168.147	-	3.168.147
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(12.340)	608.693	(151)	596.202
Total Movimientos en Provisiones	**(1.726.038)**	**55.152.520**	**26.044**	**53.452.526**
Saldo al 30 de septiembre de 2019	**15.626.838**	**147.555.037**	**1.730.812**	**164.912.687**

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
	M$	M$	M$	M$
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 1 de enero de 2018	**17.433.976**	**64.486.647**	**2.138.385**	**84.059.008**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	1.842.257	23.395.295	(253.939)	24.983.613
Provisión Utilizada	(1.150.386)	-	(501.234)	(1.651.620)
Reverso de Provisión No Utilizada	(743.927)	-	-	(743.927)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	3.176.001	-	3.176.001
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(29.044)	1.344.574	321.556	1.637.086
Total Movimientos en Provisiones	**(81.100)**	**27.915.870**	**(433.617)**	**27.401.153**
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**17.352.876**	**92.402.517**	**1.704.768**	**111.460.161**

1) La variación que experimentaron las provisiones por desmantelamiento o restauración durante el período al 30 de septiembre de 2019, por un monto de M$51.375.680, se debe fundamentalmente al incremento en los desembolsos esperados por el retiro anticipado de las centrales Tarapacá y Bocamina 1, que se enmarca dentro del acuerdo del Grupo con el Ministerio de Energía para el retiro progresivo de las centrales generadoras a carbón (ver Nota 18.e.x); y en menor medida a un alza en el valor presente de las provisiones, producto de una baja relevante en las tasas de descuento aplicadas.

2) Correspondiente a actualización financiera, ver nota 33.

26. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

26.1 Aspectos generales:

Enel Chile S.A. y algunas subsidiarias otorgan diferentes planes de beneficios post empleo ya sea a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

Beneficios de prestación definida:

- Pensión complementaria: Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.

- Indemnizaciones por años de servicios: El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.

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

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

26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

a) Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

	Saldo al	
	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
Indemnización por años de servicios	34.618.840	33.839.498
Pensión Complementaria	16.752.513	16.993.409
Planes de Salud	2.838.603	2.979.630
Planes Suministro de Energía	2.762.159	2.790.127
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**56.972.115**	**56.602.664**

b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 30 de septiembre de 2019 y 2018 son los siguientes:

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.333.111	1.376.289
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas (1)	1.892.010	2.036.359
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**3.225.121**	**3.412.648**

(1) Ver nota 33.

c) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de septiembre de 2019 y ejercicio 2018 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M$
Saldo al 1 de enero de 2018	**57.081.924**
Costo del servicio corriente	1.920.262
Costo por intereses	2.750.376
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	789.809
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(827.690)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	124.929
Beneficios Pagados Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(5.469.357)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(39.060)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	602.816
Transferencias del personal	(331.345)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**56.602.664**
Costo del servicio corriente	1.333.111
Costo por intereses	1.892.010
Diferencia de conversión de moneda extranjera	29.244
Beneficios Pagados Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(2.899.128)
Transferencias del personal	14.214
Saldo al 30 de septiembre de 2019	**56.972.115**

26.3 Otras revelaciones

- **Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

	Chile	
	30/09/2019	31/12/2018
Tasas de descuento utilizadas	4,70%	4,70%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%
Tasa de rotación esperada	4,40%	4,40%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014

- **Sensibilización:**

La sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M$4.296.927 (M$4.296.927 a diciembre 2018) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M$4.773.734 (M$4.773.734 a diciembre 2018) en caso de una baja de la tasa.

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el período 2019 ascienden a M$2.902.350.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Chile corresponde a 8,36 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	M$
Por el período octubre - dicembre 2019	2.902.350
2	4.270.340
3	4.984.423
4	4.777.882
5	4.099.105
6 a 10	23.557.891

27. PATRIMONIO

27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo

27.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Chile al 30 de septiembre de 2019 asciende a M$3.882.103.470 representado por 69.166.557.220 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. El capital de Enel Chile al 31 de diciembre de 2018 ascendió a M$3.954.491.479 representado en 70.134.077.818 de acciones. Todas las acciones emitidas por Enel Chile están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

27.1.2 Acciones propias en cartera

Al 30 de septiembre de 2019 no se poseen acciones propias en cartera. Al 31 de diciembre de 2018 estas ascendían a M$72.388.009 representadas por 967.520.598 acciones, las que fueron adquiridas como resultado del proceso de fusión con Enel Green Power Latin América Ltda. (“EGPL”) acciones que con fecha 29 de abril de 2019 se redujeron de pleno derecho del número de acciones emitidas por no haber sido enajenadas en el plazo de un año a contar de su adquisición, de conformidad con lo establecido en el Art. 27 de la Ley de Sociedades Anónimas N° 18.046.

27.1.3 Cambios en el Capital Emitido como consecuencia de la Reorganización Societaria:

Por efecto de la reorganización societaria (según lo descrito en nota 6) la sociedad aumentó su capital social por el proceso de OPA voluntaria sobre las acciones de la subsidiaria Enel Generación Chile (Enel Generación) y por la fusión con la sociedad EGPL, mediante la cual se incorporaron los activos renovables de Enel SpA en Enel Chile. Las etapas de este proceso de describen a continuación:

- **Proceso OPA sobre Enel Generación**:

Durante el período de oferta de la OPA, la sociedad recibió aceptaciones y órdenes de venta por un total de 2.582.336.287 acciones de Enel Generación y 5.691.996 ADSs equivalentes a 170.759.880 acciones de Enel Generación; de esta manera, la compañía incrementó su participación, pasando a ser titular de 2.753.096.167 acciones emitidas por Enel Generación. De acuerdo a los términos y condiciones planteadas en la operación, los accionistas de Enel Generación que aceptaron vender sus acciones, destinaron un 40% del precio de compra establecido ($590 por acción) a suscribir acciones de primera emisión de Enel Chile, recibiendo por dicho 40% del precio 2,87807 acciones de Enel Chile por cada acción emitida por Enel Generación vendida en la oferta. En virtud de lo anterior, los accionistas de Enel Generación recibieron en dinero $1.624.326.738.530, que se dividen en $1.523.578.409.330 a accionistas nacionales y $100.748.329.200 a accionistas extranjeros. A su vez, estos accionistas suscribieron acciones de Enel Chile por un total de $649.730.695.412 equivalentes a 7.923.600.070 acciones.

- **Derecho de suscripción preferente de acciones**:

Según lo establecido por la ley de sociedades anónimas, los accionistas existentes de una compañía poseen derecho preferente para suscribir acciones emitidas mediante un aumento de capital, en proporción a su participación en la compañía. Cualquier accionista existente a la fecha del incremento de Capital de Enel Chile pudo ejercer dicho derecho pagando exclusivamente en efectivo por dichas acciones. A la fecha de cierre de estos estados financieros la cantidad de acciones que han ejercido su opción de suscripción preferente corresponde a 47.860.124 de acciones, pagando por cada acción el valor de $82,00, por lo que Capital aumentó en un monto de $3.924.530.168.

- **Fusión con Enel Green Power Latin América**:

La reorganización finaliza con la fusión de EGPL con Enel Chile, proceso que se realizó una vez que la OPA fue declarada exitosa, la cual surtió efecto el día 2 de abril de 2018. Por esta fusión, el capital social de Enel Chile aumentó en $1.071.727.278.668 equivalentes a 13.069.844.862 acciones, que corresponden a 827.205.371 acciones de EGPL propiedad de Enel SpA, utilizando un canje de 15,8 acciones de Enel Chile por 1 de EGPL.

A continuación, se detallan los movimientos en el número de acciones de Enel Chile como consecuencia del proceso de reorganización societaria antes descrito:

	Número de Acciones	Razón de intercambio de acciones	Número de Acciones
Oferta Pública de Acciones Enel Generación Chile (1):			
Acciones compradas - mercado nacional	2.582.336.287	2,88	7.432.144.598
Acciones compradas - ADS	170.759.880	2,88	491.455.472
Total OPA	**2.753.096.167**		**7.923.600.070**
Derecho preferente acciones Enel Chile (2):			
Acciones pagadas por accionistas	47.860.124		47.860.124
Total Derecho preferente	**47.860.124**		**47.860.124**
Fusión con EGPL (3):			
Acciones de Enel SpA	827.205.371	15,8	13.069.844.862
Total Fusión con EGPL	**827.205.371**		**13.069.844.862**
Recompra de acciones (4):			
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Enel Chile	(967.520.598)		(967.520.598)
Total recompra de acciones	**(967.520.598)**		**(967.520.598)**
Número de acciones en circulacíon Enel Chile posterior a la fusión			**69.166.557.220**
Número total de acciones capital emitido			70.134.077.818
Número total de acciones propias en cartera			(967.520.598)
Número acciones en circulacíon Enel Chile posterior a la fusión			**69.166.557.220**

(1) El monto total por la emisión de estas nuevas acciones fue de M$649.730.695.
(2) El pago efectuado por accionistas minoritarios de Enel Chile fue de M$ 3.924.530.
(3) La valoración del aumento de capital por la fusión fue de M$1.071.727.279.
(4) El monto total pagado por la recompra de acciones fue de M$72.388.009.

27.2 Dividendos

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total M$	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
1	Definitivo	28/04/2016	24/05/2016	102.769.944	2,09338	2015
2	Provisorio	25/11/2016	27/01/2017	37.253.417	0,75884	2016
3	Definitivo	26/04/2017	26/05/2017	121.527.144	2,47546	2016
4	Provisorio	20/12/2017	26/01/2018	37.134.944	0,75642	2017
5	Definitivo	25/04/2018	18/05/2018	155.025.509	2,24134	2017
6	Provisorio	29/11/2018	25/01/2019	31.288.371	0,45236	2018
7	Definitivo	29/04/2019	17/05/2019	185.737.592	2,68537	2018

27.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión atribuibles a los propietarios del Grupo, del estado de situación financiera Consolidado al 30 de septiembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
Gasatacama Chile S.A.	(3.801.690)	874.775
GNL Chile S.A.	955.383	801.333
Grupo Enel Green Power Chile	139.286.393	62.300.217
TOTAL	**136.440.086**	**63.976.325**

27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas

Nuestra subsidiaria Enel Generación Chile debe cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 30 de septiembre de 2019, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de Enel Generación Chile asciende a M$730.803.465.

27.5 Otras Reservas

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

Detalle de Otras Reservas	01/01/2019 M$	Movimiento 2019 M$	30/09/2019 M$
Diferencias de cambio por conversión	101.654.836	34.785.250	136.440.086
Coberturas de flujo de caja	(191.870.545)	(63.462.012)	(255.332.557)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	11.041	(1.079)	9.962
Otras reservas varias	(2.285.467.896)	3.197.699	(2.282.270.197)
TOTAL	**(2.375.672.564)**	**(25.480.142)**	**(2.401.152.706)**

Detalle de Otras Reservas	01/01/2018 M$	Movimiento 2018 M$	30/09/2018 M$
Diferencias de cambio por conversión	6.976.383	56.999.942	63.976.325
Coberturas de flujo de caja	(32.849.736)	(80.716.834)	(113.566.570)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	11.284	(1.161)	10.123
Otras reservas varias	(971.468.479)	(1.314.567.527)	(2.286.036.006)
TOTAL	**(997.330.548)**	**(1.338.285.580)**	**(2.335.616.128)**

a) Reservas diferencias de conversión: Provienen fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en la conversión de nuestras entidades consolidadas que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (nota 2.7.3).

b) Reservas de cobertura flujo de efectivo: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.5 y 3.h).

c) Otras reservas varias:

Los principales ítems que componen este rubro y sus efectos son los siguientes:

Otras reservas Varias	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
Reserva por reestructuración societaria ("División") (i)	(534.057.733)	(534.057.733)
Reservas APV transición a NIIF (ii)	(457.221.836)	(457.221.836)
Reservas por combinaciones de negocios (iii)	12.502.494	12.502.494
Reservas OPA Enel Generacion "Reorganizacion de Activos Renovables" (iv)	(910.437.224)	(910.437.224)
Reservas "Reorganizacion de Activos Renovables" (v)	(407.354.462)	(407.354.462)
Otras reservas varias (vi)	14.298.564	10.532.755
Saldo Final	**(2.282.270.197)**	**(2.286.036.006)**

i) **Reserva por reestructuración societaria (División)**: Representa el efecto generado por la reorganización societaria de Enersis S.A. (actual Enel Américas), materializada en el año 2016, mediante la cual la compañía dividió sus negocios entre Chile y el resto de subsidiarias en Sudamérica. La nueva sociedad pasó a llamarse Enersis Chile (actual Enel Chile), a la que se le asignó el patrimonio correspondiente al negocio relacionado con nuestro país.

ii) **Reservas APV transición a NIIF**: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Comisión para el Mercado Financiero, 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.

iii) **Reservas por combinaciones de negocios**: Representan el efecto generado por compras de participaciones en subsidiarias bajo control común.

iv) **Reservas OPA Enel Generación "Reorganización de Activos Renovables"**: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA dirigida a adquirir la totalidad de las acciones emitidas por la subsidiaria Enel Generación (ver Nota 6.i).

v) **Reservas "Reorganización de Activos Renovables":** Corresponde a reserva constituida por la fusión de Enel Green Power Latin América con Enel Chile materializada con fecha 2 de abril de 2018. Representa el reconocimiento de la diferencia resultante entre el aumento del capital en Enel Chile (correspondiente al valor de mercado de la participación sobre Enel Green Power Chile y subsidiarias) y el importe en libros de patrimonio de Enel Green Power Latin América que pasó a formar parte del capital social en el patrimonio neto distribuible a los propietarios de Enel Chile, como consecuencia de la fusión (ver Nota 6.iii).

vi) **Otras reservas varias**: provenientes de operaciones realizadas en períodos anteriores.

27.6 Participaciones no controladoras

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

Compañías		Participaciones no controladoras (porcentaje de control)			
		Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
	30/09/2019 %	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
Enel Distribución Chile S.A.	0,91%	7.736.998	6.965.769	782.501	748.989
Enel Generación Chile S.A.	6,45%	127.609.830	127.136.175	8.320.082	34.794.369
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	9.823.505	10.310.215	4.382.156	4.320.724
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	42,50%	1.803.076	2.342.160	(539.085)	(13.296)
Geotermica del Norte SA	15,41%	56.042.381	53.693.407	(178.656)	(371.890)
Empresa Nacional de Geotermia SA	49,00%	967.558	993.295	(68.562)	(14.190)
Parque Eolico Talinay Oriente SA	39,09%	55.645.818	51.702.606	812.018	262.085
Otras		(187.478)	(208.365)	(78.397)	5.678
TOTAL		**259.441.688**	**252.935.262**	**13.432.057**	**39.732.469**

28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle del rubro ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
Ventas de energía	**1.798.938.810**	**1.619.054.380**
Generación	**813.843.349**	**743.982.750**
Clientes Regulados	449.669.104	473.246.810
Clientes no Regulados	350.152.631	235.669.231
Ventas de Mercado Spot	14.021.614	35.066.709
Distribución	**985.095.461**	**875.071.630**
Residenciales	413.131.852	347.742.057
Comerciales	340.203.528	318.387.616
Industriales	132.201.327	122.271.650
Otros Consumidores (1)	99.558.754	86.670.307
Otras ventas	**86.045.628**	**66.085.726**
Ventas de gas	68.763.782	58.620.028
Ventas de productos y servicios	17.281.846	7.465.698
Otras prestaciones de servicios	**66.594.061**	**58.684.136**
Peajes y transmisión	22.620.002	15.692.639
Arriendo equipos de medida	1.304.024	3.743.376
Alumbrado público	8.691.833	8.655.727
Servicios de ingeniería y consultoría	9.155.120	3.818.080
Servicios de construcción de empalmes	11.551.855	9.439.343
Instalación de redes	4.727.794	5.868.928
Ingresos por trabajos en ejecución	1.717.138	2.321.344
Otras prestaciones	6.826.295	9.144.699
Total Ingresos de actividades ordinarias	**1.951.578.499**	**1.743.824.242**

Otros ingresos	Saldo al	
	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
Ingreso por derivado de Commodities	4.963.904	7.674.150
Ingreso extraordinario por término anticipado de contratos de suministro eléctrico (2)	121.117.605	-
Otros Ingresos (3)	10.371.354	17.345.617
Total Otros ingresos	**136.452.863**	**25.019.767**

(1) Por el ejercicio terminado al 30 de septiembre de 2019, incluye ingresos de la venta de energía a municipalidades por M$35.917.372 (M$28.013.482 al 30 de septiembre de 2018); entidades gubernamentales por M$15.318.922 (M$13.267.672 al 30 de septiembre de 2018); empresas del sector agrícola por M$6.332.553 (M$4.415.400 al 30 de septiembre de 2018); compañías de servicios públicos y telecomunicaciones por M$18.431.254 (M$17.809.384 al 30 de septiembre de 2018), rubro educacional por M$7.252.047 (M$8.902.501 al 30 de septiembre de 2018), servicios de salud M$13.882.414 (M$13.718.769 al 30 de septiembre de 2018) y otros por M$2.424.192 (M$543.099 al 30 de septiembre de 2018).

(2) En febrero de 2019, Anglo American Sur S.A. notificó a Enel Generación Chile su decisión de poner término anticipado a tres contratos de suministro eléctrico, que ambas partes habían suscrito en el año 2016. Conforme a lo estipulado en las cláusulas de salida y finiquito de los respectivos contratos, la notificación de término anticipado otorgó a Enel Generación Chile el derecho a recibir una compensación de salida, consistente en el pago de un monto en efectivo por parte de Anglo American Sur S.A., determinable de acuerdo a un mecanismo de cálculo predeterminado.

El acuerdo definitivo, suscrito por las partes con fecha 24 de abril de 2019, estableció una compensación de salida de equivalente a US$ 178,5 millones, cuyo pago se realizaría de la siguiente manera: una primera cuota de US$20 millones pagada en la fecha de suscripción del acuerdo; una segunda cuota de US$80 millones, que se pagaría el 23 de septiembre del presente año; y, una tercera cuota y final de US$78,5 millones, que se pagaría en la fecha de término efectivo de los contratos, el 20 de febrero de 2020.

Es importante destacar que, entre la fecha de notificación del término anticipado y la fecha de término efectivo de los contratos, no existían obligaciones de desempeño pendientes de entrega por parte de Enel Generación Chile, puesto que los contratos originales establecían el inicio del suministro en enero del año 2021. Por lo anterior, siguiendo el criterio contable descrito en nota 3.q), se reconoció un ingreso por M$121.117.605.

Por último, con fecha 21 de junio de 2019, Enel Generación Chile efectuó una cesión sin recurso de los flujos de este acuerdo. Producto de lo anterior, el ingreso de efectivo originó la correspondiente baja de la cuenta por cobrar a Anglo American Sur S.A. que existía a dicha fecha

(3) Por el ejercicio terminado al 30 de septiembre de 2019, incluye arriendos de instalaciones M$2.777.404 (M$0 al 30 de septiembre de 2018), recuperación de ingresos de clientes con consumos no registrados por M$ 1.972.214 (M$1.382.730 al 30 de septiembre de 2018), ingresos por cancelación fuera de plazo por M$ 372.805 (M$572.499 al 30 de septiembre de 2018), indemnización siniestro Central Tarapacá por M$ 2.231.573 (M$ 11.655.125 al 30 de septiembre de 2018), y otros ingresos por M$ 3.017.358 (M$3.735.263 al 30 de septiembre de 2018).

29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle del rubro materias primas y consumibles utilizados por el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
Compras de energía	(591.238.812)	(575.313.405)
Consumo de combustible	**(201.603.882)**	**(224.455.093)**
Gas	(121.559.577)	(142.648.061)
Petróleo	(2.942.303)	(8.285.521)
Carbón	(77.102.002)	(73.521.511)
Costo por transmisión de energía	(151.792.751)	(129.426.575)
Costos de ventas de gas	(50.720.690)	(25.859.094)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(62.139.846)	(47.585.051)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(1.057.495.981)**	**(1.002.639.218)**

30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle del rubro gastos por beneficios a los empleados por el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
Sueldos y salarios	(82.837.662)	(76.332.369)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.333.111)	(1.376.289)
Seguridad social y otras cargas sociales	(11.358.489)	(9.503.256)
Otros gastos de personal	(2.432.267)	(3.776.089)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(97.961.529)**	**(90.988.003)**

31. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS NIIF 9

a) El detalle del rubro gasto por depreciación y amortización por el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	Saldo al	
	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
Depreciaciones	(166.075.275)	(146.341.081)
Amortizaciones	(7.804.003)	(7.602.718)
Total	**(173.879.278)**	**(153.943.799)**

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Informacion por segmentos Pérdidas por deterioro	Generacion		Distribucion		Otros		Saldo al	
	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
Propiedades, planta y equipo (ver nota 18)	(277.748.441)	-	-	-	-	-	(277.748.441)	-
Propiedades de Inversión	-	-	-	-	(862.467)	-	(862.467)	-
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	**(277.748.441)**	**-**	**-**	**-**	**(862.467)**	**-**	**(278.610.908)**	**-**
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 (ver nota 11.d)	**(106.356)**	**4.806**	**(4.370.264)**	**(3.080.365)**	**(325.684)**	**-**	**(4.802.304)**	**(3.075.559)**

32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle del rubro otros gastos por naturaleza por el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-09-2019 M$	30-09-2018 M$
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(45.088.708)	(55.197.457)
Gastos administrativos	(5.896.223)	(3.137.245)
Reparaciones y conservación	(39.161.356)	(25.223.491)
Indemnizaciones y multas	(824.631)	(1.011.338)
Tributos y tasas	(5.535.885)	(3.030.378)
Primas de seguros	(14.064.382)	(12.747.523)
Arrendamientos y cánones	(2.545.557)	(3.228.794)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(2.533.095)	(2.143.491)
Gastos de viajes	(3.218.923)	(1.646.623)
Gastos de medioambiente	(6.179.427)	(6.523.151)
Otros suministros y servicios	(9.105.902)	(8.104.249)
Total Otros gastos por naturaleza	**(134.154.089)**	**(121.993.740)**

33. RESULTADO FINANCIERO

El detalle del ingreso y gasto financiero por el período terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al 30/09/2019 M$	Saldo al 30/09/2018 M$
Ingresos por colocación de depositos y otros instrumentos financieros	5.733.469	7.052.837
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	5.007.991	5.566.908
Ingresos financieros empresas relacionadas	7.762	416.312
Otros ingresos financieros	944.989	1.532.032
Total Ingresos Financieros	**11.694.211**	**14.568.089**

Costos financieros	Saldo al 30/09/2019 M$	Saldo al 30/09/2018 M$
Costos Financieros	**(109.804.792)**	**(89.269.727)**
Préstamos bancarios	(12.007.287)	(15.426.114)
Obligaciones con el público no garantizadas	(59.614.852)	(41.848.186)
Pasivos por arrendamientos	(800.641)	(517.205)
Valoración derivados financieros (1)	1.664.099	635.876
Actualizacion financiera de provisiones (2)	(3.168.147)	(1.912.943)
Obligación por beneficios post empleo (3)	(1.892.010)	(2.036.359)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(3.614.515)	(7.911.507)
Gastos financieros activados	5.649.157	3.957.960
Gastos financieros empresas relacionadas	(24.905.398)	(19.275.573)
Otros costos financieros	(11.115.198)	(4.935.676)
Resultado por unidades de reajuste (*)	**(3.586.589)**	**898.529**
Diferencias de cambio (**)	**(6.273.513)**	**(34.243)**
Total Costos Financieros	**(119.664.894)**	**(88.405.441)**
Total Resultado Financiero	**(107.970.683)**	**(73.837.352)**

(1) Correspondiente a resultado por instrumento derivado de flujo de caja que al 30 de septiembre de 2019 y 2018 corresponden a M$1.664.099 y M$635.876 como utilidad.
(2) Ver nota 25.
(3) Ver nota 26.

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al 30/09/2019 M$	Saldo al 30/09/2018 M$
Otros activos financieros	4.827.400	5.593.100
Otros activos no financieros	-	42.963
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	553.403	1.128.559
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	642.898	2.765.125
Propiedades, planta y equipo	131.942	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(5.864.989)	(6.860.337)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	20.960	6.431
Otros pasivos no financieros	(1.691)	-
Sub total	**309.923**	**2.675.841**
Resultado por Hiperinflación (1)	**(3.896.512)**	**(1.777.312)**
Resultado Unidades por Reajuste	**(3.586.589)**	**898.529**

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al 30/09/2019 M$	Saldo al 30/09/2018 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	57.014	747.082
Otros activos financieros	859.700	4.244.617
Otros activos no financieros	(1.542.854)	(528.518)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	9.628.178	(667.058)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(1.622.663)	788.011
Propiedades, planta y equipo	(895.814)	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(4.132.910)	(4.571.713)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(9.283.471)	210.458
Otros pasivos no financieros	659.307	(257.122)
Total Diferencias de Cambio (**)	**(6.273.513)**	**(34.243)**

(1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias” sobre la sucursal que posee el Grupo GasAtacama Chile en Argentina (ver nota 7).

34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

34.1 Criterios de segmentación

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

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

Segmento de Generación: El segmento de generación de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales. El negocio de generación es conducido en Chile por nuestras subsidiarias Enel Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y Gasatacama Chile S.A., y nuestro grupo dedicado al desarrollo y explotación energías renovables con subsidiarias eólicas: Parque Eólico Tal Tal S.A., Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. y Parque Talinay Oriente S.A., subsidiarias geotérmicas; Geotérmica del Norte S.A. y Empresa Nacional de Geotermia S.A., eólica y solar proveniente de Enel Green Power del Sur SpA, y subsidiaria Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. dedicada a generación hidroeléctrica, solar y eólica, el resto dedicadas a proyectos diversos las cuales son: Diego de Almagro Matriz SpA, Almeyda Solar SpA.

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

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

a) La naturaleza de las actividades: Generación, por un lado, y Distribución por otro;

b) La naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;

c) El tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;

d) Los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y

e) La naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución.

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

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

34.2 Generación y Distribución

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holding y Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
ACTIVOS CORRIENTES	**1.073.740.527**	**997.843.912**	**355.017.634**	**296.453.471**	**(262.228.574)**	**(297.349.611)**	**1.166.529.587**	**996.947.772**
Efectivo y equivalentes al efectivo	17.954.992	155.591.949	2.355.165	4.969.412	157.641.490	84.610.563	177.951.647	245.171.924
Otros activos financieros corrientes	42.398.984	39.507.485	64.220	62.226	747.960	733.462	43.211.164	40.303.173
Otros activos no financieros, corriente	21.214.448	14.074.044	8.332.460	5.648.807	17.834.548	2.683.237	47.381.456	22.406.088
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	356.790.871	254.374.451	327.341.225	213.310.327	14.986.124	5.485.289	699.118.220	478.170.067
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	542.555.775	422.492.265	8.020.084	59.827.152	(488.032.018)	(428.148.357)	62.543.841	54.171.060
Inventarios corrientes	37.320.262	48.221.915	2.676.208	3.528.174	2.102.858	5.211.554	42.099.328	56.961.643
Activos por impuestos corrientes, corriente	55.505.195	63.581.803	6.228.272	4.107.373	32.490.464	32.074.641	94.223.931	99.763.817
ACTIVOS NO CORRIENTES	**4.499.157.734**	**4.625.205.545**	**1.035.704.915**	**982.926.699**	**958.150.611**	**882.940.148**	**6.493.013.260**	**6.491.072.392**
Otros activos financieros no corrientes	4.025.696	6.554.114	24.922	26.410	689.145	689.145	4.739.763	7.269.669
Otros activos no financieros no corrientes	36.352.951	42.006.844	2.600.071	2.600.071	499.773	1.097	39.452.795	44.608.012
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	1.489.322	1.565.812	51.473.042	41.993.899	65.043.214	16.968.132	118.005.578	60.527.843
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	8.112.748	12.873.531	-	-	-	-	8.112.748	12.873.531
Activos intangibles distintos de la plusvalía	71.252.959	68.776.401	44.853.191	41.963.796	3.926.726	4.632.196	120.032.876	115.372.393
Plusvalía	32.861.698	32.500.603	2.240.478	2.240.478	881.255.826	880.303.644	916.358.002	915.044.725
Propiedades, planta y equipo	4.321.181.431	4.442.872.809	933.642.725	893.246.804	(25.053.630)	(27.471.980)	5.229.770.526	5.308.647.633
Propiedad de inversión	-	-	-	-	6.680.030	7.557.356	6.680.030	7.557.356
Activos por impuestos diferidos	23.880.929	18.055.431	870.486	855.241	25.109.527	260.558	49.860.942	19.171.230
TOTAL ACTIVOS	**5.572.898.261**	**5.623.049.457**	**1.390.722.549**	**1.279.380.170**	**695.922.037**	**585.590.537**	**7.659.542.847**	**7.488.020.164**

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holding y Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$	30/09/2019 M$	31/12/2018 M$
PASIVOS CORRIENTES	**727.324.595**	**909.428.562**	**473.337.891**	**450.182.594**	**(290.433.073)**	**(142.147.004)**	**910.229.413**	**1.217.464.152**
Otros pasivos financieros corrientes	168.514.636	196.141.320	997.024	2	11.004.383	214.524.493	180.516.043	410.665.815
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	245.170.028	317.337.886	196.845.575	156.939.551	65.405.575	80.008.887	507.421.178	554.286.324
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	235.475.848	337.986.306	242.976.243	258.410.862	(368.282.151)	(438.460.843)	110.169.940	157.936.325
Otras provisiones corrientes	5.500.038	5.195.377	-	-	431.963	393.409	5.932.001	5.588.786
Pasivos por impuestos corrientes	58.764.331	12.563.801	74.727	5.114.119	172.559	-	59.011.617	17.677.920
Otros pasivos no financieros corrientes	13.899.714	40.203.872	32.444.322	29.718.060	834.598	1.387.050	47.178.634	71.308.982
PASIVOS NO CORRIENTES	**1.914.007.204**	**1.846.575.202**	**66.428.797**	**63.065.351**	**1.015.977.436**	**686.751.678**	**2.996.413.437**	**2.596.392.231**
Otros pasivos financieros no corrientes	1.094.021.464	1.028.833.254	3.005.781	-	719.150.906	677.000.249	1.816.178.151	1.705.833.503
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	2.596.479	2.556.521	27.172	27.172	487	487	2.624.138	2.584.180
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	468.329.145	447.193.802	-	-	289.167.479	-	757.496.624	447.193.802
Otras provisiones no corrientes	146.929.829	91.898.262	12.050.857	13.973.113	-	-	158.980.686	105.871.375
Pasivo por impuestos diferidos	186.973.471	260.950.163	22.383.262	21.335.014	(6.682.545)	(4.205.123)	202.674.188	278.080.054
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	15.156.816	15.143.200	27.474.190	27.503.399	14.341.109	13.956.065	56.972.115	56.602.664
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	1.487.535	226.653	-	-	1.487.535	226.653
PATRIMONIO NETO	**2.931.566.462**	**2.867.045.693**	**850.955.861**	**766.132.225**	**(29.622.326)**	**40.985.863**	**3.752.899.997**	**3.674.163.781**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**2.931.566.462**	**2.867.045.693**	**850.955.861**	**766.132.225**	**(29.622.326)**	**40.985.863**	**3.493.458.309**	**3.421.228.519**
Capital emitido y pagado	1.164.805.750	1.137.185.366	230.137.980	230.137.980	2.487.159.741	2.587.168.133	3.882.103.471	3.954.491.479
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.706.555.823	1.626.928.911	938.359.429	852.296.368	(632.407.707)	(564.427.666)	2.012.507.545	1.914.797.613
Primas de emisión	85.511.492	85.511.492	354.220	354.220	(85.865.712)	(85.865.712)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	(72.388.009)	-	(72.388.009)
Otras reservas	(25.306.603)	17.419.924	(317.895.768)	(316.656.343)	(1.798.508.648)	(1.823.500.883)	(2.401.152.707)	(2.375.672.564)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	259.441.688	252.935.262
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**5.572.898.261**	**5.623.049.457**	**1.390.722.549**	**1.279.380.170**	**695.922.037**	**585.590.537**	**7.659.542.847**	**7.488.020.164**

La columna de Holding y Eliminaciones incluyen eliminaciones de transacciones entre entidades consolidadas de diferentes líneas de negocio, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holding y Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
INGRESOS	**1.315.538.342**	**1.120.305.244**	**1.051.683.402**	**933.176.391**	**(279.190.382)**	**(284.637.626)**	**2.088.031.362**	**1.768.844.009**
Ingresos de actividades ordinarias	**1.182.336.577**	**1.099.029.409**	**1.048.467.704**	**929.526.705**	**(279.225.782)**	**(284.731.872)**	**1.951.578.499**	**1.743.824.242**
Ventas de energía	1.102.211.667	1.030.593.268	987.323.026	875.789.291	(290.595.883)	(287.328.179)	1.798.938.810	1.619.054.380
Otras ventas	68.801.545	58.681.288	6.886.500	7.413.141	10.357.583	(8.703)	86.045.628	66.085.726
Otras prestaciones de servicios	11.323.365	9.754.853	54.258.178	46.324.273	1.012.518	2.605.010	66.594.061	58.684.136
Otros ingresos	133.201.765	21.275.835	3.215.698	3.649.686	35.400	94.246	136.452.863	25.019.767
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(511.372.720)**	**(563.383.243)**	**(831.179.989)**	**(726.072.468)**	**285.056.728**	**286.816.493**	**(1.057.495.981)**	**(1.002.639.218)**
Compras de energía	(90.858.411)	(166.337.618)	(789.231.457)	(697.130.008)	288.851.056	288.154.222	(591.238.812)	(575.313.404)
Consumo de combustible	(201.603.882)	(224.455.093)	-	-	-	-	(201.603.882)	(224.455.093)
Gastos de transporte	(129.792.949)	(119.876.527)	(18.767.085)	(7.221.716)	(3.232.717)	(2.328.332)	(151.792.751)	(129.426.575)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(89.117.478)	(52.714.005)	(23.181.447)	(21.720.744)	(561.611)	990.603	(112.860.536)	(73.444.146)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**804.165.622**	**556.922.001**	**220.503.413**	**207.103.923**	**5.866.346**	**2.178.867**	**1.030.535.381**	**766.204.791**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.879.928	5.313.174	6.330.806	6.119.028	-	1.216.427	11.210.734	12.648.629
Gastos por beneficios a los empleados	(47.761.300)	(45.581.104)	(26.407.859)	(24.416.652)	(23.792.370)	(20.990.247)	(97.961.529)	(90.988.003)
Otros gastos, por naturaleza	(85.601.811)	(73.024.063)	(56.477.195)	(50.597.647)	7.924.917	1.627.970	(134.154.089)	(121.993.740)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**675.682.439**	**443.630.008**	**143.949.165**	**138.208.652**	**(10.001.107)**	**(15.966.983)**	**809.630.497**	**565.871.677**
Gasto por depreciación y amortización	(145.568.682)	(127.436.576)	(28.843.564)	(27.541.922)	532.968	1.034.699	(173.879.278)	(153.943.799)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(277.748.441)	-	-	-	(862.467)	-	(278.610.908)	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(106.356)	4.806	(4.370.264)	(3.080.365)	(325.684)	-	(4.802.304)	(3.075.559)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**252.258.960**	**316.198.238**	**110.735.337**	**107.586.365**	**(10.656.290)**	**(14.932.284)**	**352.338.007**	**408.852.319**
RESULTADO FINANCIERO	**(71.930.144)**	**(60.934.095)**	**3.384.824**	**5.061.053**	**(39.425.363)**	**(17.964.310)**	**(107.970.683)**	**(73.837.352)**
Ingresos financieros	**7.882.191**	**5.235.225**	**7.473.491**	**8.630.120**	**(3.661.471)**	**702.744**	**11.694.211**	**14.568.089**
Efectivo y otros medios equivalentes	2.661.661	3.754.761	1.008.154	1.324.821	2.063.654	1.973.255	5.733.469	7.052.837
Otros ingresos financieros	5.220.530	1.480.464	6.465.337	7.305.299	(5.725.125)	(1.270.511)	5.960.742	7.515.252
Costos financieros	**(75.746.019)**	**(62.366.432)**	**(5.021.494)**	**(5.026.818)**	**(29.037.279)**	**(21.876.477)**	**(109.804.792)**	**(89.269.727)**
Préstamos bancarios	(9.333.442)	(6.215.095)	(40.508)	(5.374)	(2.633.337)	(9.205.645)	(12.007.287)	(15.426.114)
Obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas	(33.754.704)	(32.189.543)	-	-	(25.860.148)	(9.658.643)	(59.614.852)	(41.848.186)
Otros	(32.657.873)	(23.961.794)	(4.980.986)	(5.021.444)	(543.794)	(3.012.189)	(38.182.653)	(31.995.427)
Resultados por Unidades de Reajuste	(4.421.916)	(514.520)	748.689	1.369.801	86.638	43.248	(3.586.589)	898.529
Diferencias de cambio	**355.600**	**(3.288.368)**	**184.138**	**87.950**	**(6.813.251)**	**3.166.175**	**(6.273.513)**	**(34.243)**
Positivas	38.993.741	10.062.099	660.785	117.078	69.275.965	5.643.504	108.930.491	15.822.681
Negativas	(38.638.141)	(13.350.467)	(476.647)	(29.128)	(76.089.216)	(2.477.329)	(115.204.004)	(15.856.924)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	639.233	1.962.592	-	-	-	-	639.233	1.962.592
Otras ganancias (pérdidas)	**1.683.195**	**115.147**	**-**	**-**	**109.955**	**(24.104)**	**1.793.150**	**91.043**
Resultado de Otras Inversiones	152.506	115.147	-	-	109.955	(24.104)	262.461	91.043
Resultados en Ventas de Activos	1.530.689	-	-	-	-	-	1.530.689	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**182.651.244**	**257.341.882**	**114.120.161**	**112.647.418**	**(49.971.698)**	**(32.920.698)**	**246.799.707**	**337.068.602**
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(14.189.161)	(64.569.668)	(28.056.817)	(30.269.943)	15.101.240	6.092.615	(27.144.738)	(88.746.996)
GANANCIA (PÉRDIDA)	**168.462.083**	**192.772.214**	**86.063.344**	**82.377.475**	**(34.870.458)**	**(26.828.083)**	**219.654.969**	**248.321.606**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**168.462.083**	**192.772.214**	**86.063.344**	**82.377.475**	**(34.870.458)**	**(26.828.083)**	**219.654.969**	**248.321.606**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**206.222.912**	**208.589.137**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**13.432.057**	**39.732.469**

	Generación		Distribución		Holding y Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$	30/09/2019 M$	30/09/2018 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	542.383.941	520.945.493	4.487.402	32.440.081	(37.665.598)	(50.234.456)	509.205.745	503.151.118
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(630.627.389)	(227.217.000)	(101.972)	(79.547.662)	388.109.751	(1.523.704.345)	(242.619.610)	(1.830.469.007)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(50.670.486)	(318.803.199)	(6.855.032)	7.507.471	(275.122.017)	1.423.270.983	(332.647.535)	1.111.975.255

La columna de Holding y Eliminaciones incluye eliminaciones de transacciones entre entidades consolidadas de diferentes líneas de negocio, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

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

35.1 Garantías directas

Al 30 de septiembre de 2019, Enel Chile mantiene compromisos futuros de compra de energía por un importe de M$7.764.885 (M$ 8.404.005 al 31 de diciembre de 2018).

35.2 Garantías Indirectas

Tipo	Nombre del contrato	Fecha de término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente de la Obligación		
				Nombre	Relación		Moneda	30/09/2019	31/12/2018
Solidario	Bono B (*)	Octubre de 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Américas	Enel Américas	Empresas divididas del deudor original Enersis (deudor solidario Enel Chile)	Codeudor Solidario	M US$	19.566	22.798
Aval	Contrato de apertura de crédito	Septiembre de 2019	Banco Bilbao Viscaya Argentaria, Chile	Enel Green Power Chile Limitada	Subsidiaria	Aval	M $	-	70.214.637
Aval	Contrato de apertura de crédito	Diciembre de 2020	Banco Bilbao Viscaya Argentaria, Chile	Enel Green Power Chile Limitada	Subsidiaria	Aval	M $	110.262.609	104.258.927
Aval	Contrato de apertura de crédito	Diciembre de 2021	Banco Bilbao Viscaya Argentaria, Chile	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Subsidiaria	Aval	M $	110.576.359	104.477.333
Aval	Contrato de apertura de crédito	Noviembre de 2022	Pto GDN BID	Enel Green Power Chile Limitada	Subsidiaria	Aval	M $	21929.374	-

(*) Al dividirse el emisor original, Enersis (hoy Enel Américas), y de acuerdo al contrato de deuda todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Américas.

35.3 Litigios y arbitrajes

1. Enel Chile S.A.

1.1 Inversiones Tricahue S.A., accionista minoritario de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., solicita ante el 20° Juzgado Civil de Santiago la designación de Juez Árbitro, para conocer y resolver la demanda arbitral que éste pretende interponer en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., Enel Generación Chile S.A., Enel Chile S.A., y los directores de estas tres compañías, por los supuestos perjuicios que la administración de Pehuenche S.A. habría irrogado a los accionistas minoritarios, a raíz de la ejecución del denominado Plan Elqui y el desarrollo de Pehuenche S.A. en el negocio de la generación eléctrica.

Presentada la solicitud de designación de juez árbitro, ésta fue objeto de numerosas oposiciones por parte de las 3 empresas demandadas y sus directores, oposiciones que fueron todas rechazadas mediante resolución de fecha 25 de junio de 2018. Posteriormente, se designó juez árbitro a don Nelson Contador quien aceptó su cargo. Las compañías y sus directores apelaron de la designación de juez árbitro, concediéndose dicho recurso en el solo efecto devolutivo. En contra de dicha resolución, las demandadas presentaron recurso de hecho reclamando que dicha apelación debió haber sido otorgada en ambos efectos ordenándose la suspensión de la sentencia mientras se resuelven las apelaciones. Por su parte, la parte demandante también interpuso recurso de hecho, instando porque no se acojan a trámite las apelaciones concedidas, por cuanto a su parecer la resolución que designo árbitro no admite recurso de apelación, recurso de hecho este último que fue rechazado con fecha 3 de abril de 2019.

2. GasAtacama Chile S.A.

2.1 Mediante ORD N° 5705, de fecha 23 de mayo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) formuló cargos en contra de GasAtacama Chile, por la entrega de información supuestamente errónea al CDEC-SING, respecto a los parámetros de Mínimo Técnico (MT) y Tiempo Medio de Operación (TMO) durante el periodo comprendido entre el 1° de enero de 2011 y el 29 de octubre de 2015. En Su contra, GasAtacama Chile presentó sus descargos, los cuales mediante Resolución SEC N° 014606, notificada con fecha 4 de agosto de 2016, fueron rechazados, cursando una multa por 120.000 UTM (M$ 5.895.720). No conformes con la resolución SEC que aplica la multa en referencia, la compañía interpuso recurso de reposición fundado ante la misma Superintendencia, el cual fue rechazado por la Superintendencia, mediante Resolución N° 15.908, de fecha 2 de noviembre de 2016, confirmando la totalidad de la multa impuesta. En contra de la antedicha resolución, la compañía dedujo reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 9 de abril de 2019 hizo lugar al reclamo de ilegalidad interpuesto, rebajando la multa a 500 UTA (M$294.786). En contra de dicha resolución, tanto la SEC como GasAtacama Chile interpusieron un recurso de apelación para ante la Corte Suprema, el cual a la fecha se encuentra pendiente de resolución.

3. Enel Distribución Chile S.A.

3.1 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 (Chilectra) 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 dicta sentencia con fecha 7 de noviembre de 2017, la cual condena solidariamente a SSPAEL Ltda. y a Enel Distribución Chile (Chilectra) 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 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. Con fecha 21 de diciembre de 2018 se confirma la sentencia, rebajando la indemnización a M$70.000. Con fecha 10 de enero de 2019 se interpone recurso de casación, el cual se encuentra pendiente de resolución.

3.2 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 sean condenadas al pago de la suma total de M$878.227 (M$28.227 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 en su calidad de mandante de Azeta. Está terminado el periodo de discusión. Pendiente notificación al demandante del incidente de abandono del procedimiento.

3.3 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 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. Está terminado el periodo de discusión. Sentencia de 22 de mayo de 2019 rechaza la demanda en contra de Enel. El 19 de junio de 2019 el demandante interpone recurso de apelación.

3.4 Mediante Resolución Exenta N°21.036 de fecha 3 de noviembre de 2017 la SEC confirmó la multa impuesta a Enel Distribución Chile por 35.611 UTM (M$1.749.604), 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 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 presentó Recurso de Reclamación ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 28 de noviembre de 2017, Ingreso Corte N° 14013-2017. El 21 de abril de 2019 el perito acompañó informe, que con fecha 30 de abril de 2019 el tribunal lo tuvo presente. El 21 de junio de 2019 la causa quedó 'en relación'. El 26 de junio de 2019 se adjunta resolución emanada del Tribunal Constitucional, la que da curso al requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad presentado por Enel Distribución Chile. El 28 de junio de 2019 la Corte de Apelaciones de Santiago tuvo presente el oficio emanado del Tribunal Constitucional y, en su mérito, suspendió el procedimiento, comunicándolo al mismo Tribunal mediante oficio emitido con fecha 28 de junio de 2019.

3.5 Mediante Resolución Exenta N°24.805 de fecha 20 de julio de 2018 la SEC confirmó la multa impuesta a Enel Distribución Chile por 80.000 UTM (M$3.930.240), al resolver desfavorablemente el Recurso de Reposición en contra de la Resolución Exenta N°21788 de fecha 29 de diciembre de 2017. Lo anterior, por estimar que Enel Distribución mantuvo 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 la referida resolución Enel Distribución Chile presentó un Recurso de Reclamación ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 7 de agosto de 2018, Ingreso Corte N° 340-2018 (CoAd°). El 7 de marzo 2019 solicitamos al tribunal designar un nuevo perito ingeniero civil eléctrico, el que fue nombrado en resolución de fecha 15 de marzo 2019 de 2019 y notificado el 3 de julio pasado; aceptando el encargo y proponiendo honorarios el 16 de agosto de 2019, a lo cual el tribunal dio traslado, el que fue evacuado con fecha 5 de septiembre pasado, aceptando los honorarios y la forma de pago.

3.6 Mediante Resolución Exenta N° 24.821 de fecha 23 de julio de 2018 la SEC confirmó la multa impuesta a Enel Distribución Chile por 10.000 UTM (M$491.310), al resolver desfavorablemente el Recurso de Reposición en contra de la Resolución Exenta N° 21.790 de fecha 29 de diciembre de 2017. Lo anterior, por estimar que Enel Distribución Chile 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 la referida resolución Enel Distribución Chile presentó un Recurso de Reclamación ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 7 de agosto de 2018, Ingreso Corte N° 339-2018. Con fecha 1 de febrero de 2019 presentamos lista de testigos, prueba que fue recepcionada con fecha 8 del mismo mes, donde solicitamos también audiencia para designación de perito, acogiendo la petición y fijando audiencia la Corte con fecha 13 de febrero 2019. Con fecha 28 de febrero de 2019 solicitamos que la Corte designara un perito nuevamente, atendida la no comparecencia de la contraria a la audiencia de rigor. El 7 de marzo de 2019 fue designado perito, quien aceptó cargo y fijo honorarios el 17 de marzo de 2019. El tribunal tuvo presente la aceptación en resolución de 25 de marzo de 2019. Con fecha 6 de septiembre de 2019 consignamos el 50% de los honorarios del perito, a lo cual el tribunal solicitó el 24 de septiembre su efectividad.

3.7 Mediante Resolución Exenta N°24.249 de fecha 18 de junio de 2018 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 3.000 UTM (M$ 147.393), por una falla ocurrida el 20 de octubre de 2016, donde se produjo la desconexión de la línea 110 Kv Cerro Navia-Lo Prado, por falla monofásica entre fase A y tierra, originada por caída de excremento de ave que provoca acortamiento de distancia eléctrica entre conductores de la fase A y cruceta en portal N° 1 del arranque 110 Kv hacia subestación S/E Lo Prado. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile presentó recurso de reposición, el que fue rechazado mediante Resolución Exenta N° 29.080 de fecha 8 de mayo de 2019. En contra de la referida resolución Enel Distribución presentó un Recurso de Reclamación ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 7 de agosto de 2018, Ingreso Corte N° 321-2019. El 13 de junio de 2019 se dictó resolución que tuvo por interpuesto el recurso y pidió informe a la SEC, oficiando a dicha institución el 17 de junio de 2019. La SEC evacuó el informe el 1 de julio de 2019, quedando la causa en relación el 5 de julio. Con fecha 17 de julio de 2019 tuvo lugar la vista de la causa y se dictó sentencia el 22 de julio, la cual rechazó Recurso y confirmó la multa impuesta por la SEC. Contra dicha sentencia presentamos Recurso de Apelación el 2 de agosto de 2019. Se encuentra pendiente fallo de la Corte Suprema.

3.8 Mediante Resolución Exenta N°24.870 de fecha 25 de julio de 2018 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile una multa equivalente a 6.000 UTM (M$294.786), por el accidente ocurrido el 15 de julio de 2017 en el inmueble de calle Bombero Núñez N° 40, de la comuna de Recoleta, en el que se habría visto vinculada la red de distribución subterránea de la compañía. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile presentó recurso de reposición, el cual fue rechazado mediante Resolución Exenta N° 28320 de 21 de marzo de 2019. Con fecha 15 de abril de 2019 fue presentado Recurso de Reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, IC 211-2019 (CoAd), el que se tuvo por interpuesto y se solicitó informe de la SEC mediante resolución de fecha 30 de abril 2019. El 17 de mayo de 2019 la SEC emitió informe, quedando la causa en relación con fecha 24 de mayo de 2019. Con fecha 10 de junio de 2019 solicitamos se abriera un período de prueba, petición que fue rechazada mediante resolución de fecha 11

de junio de 2019, respecto de la cual presentamos un recurso de reposición. Con fecha 26 de junio de 2019 el tribunal rechazó la reposición interpuesta. El 27 de septiembre tuvo lugar la vista de la causa. Se encuentra pendiente fallo.

3.9 Mediante Resolución Exenta N°24.246 de fecha 13 de junio de 2018 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile una multa equivalente a 2.000 UTM (M$98.262), por estimar que Enel Distribución Chile, efectuó la operación de las instalaciones de su propiedad con infracción a la normativa eléctrica vigente, al no mantener en buen estado sus instalaciones, hecho manifiesto en la descarga eléctrica producida en el aislador del portal N° 74 de la línea 110 Kv Cerro Navia-Lo Prado, atribuida a contaminación de excremento de ave afectando el suministro de clientes regulados por un rango superior a 2 horas. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile presentó recurso de reposición, el cual fue rechazado mediante Resolución Exenta N°28.857 de 23 de abril de 2019. Con fecha 14 de mayo de 2019 fue presentado Recurso de Reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, IC 283-2019 (CoAd), el que se tuvo por interpuesto y se solicitó informe de la SEC mediante resolución de fecha 5 de junio de 2019, el que fue evacuado con fecha 24 de julio, quedando la causa en relación el 20 de agosto de 2019 Se encuentra pendiente fallo.

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por M$9.875.554 al 30 de septiembre de 2019 (ver Nota 25). Si bien existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya 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.

35.4 Restricciones financieras

Diversos contratos de deuda, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera contienen cláusulas de cross default.

La línea de crédito internacional de Enel Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en junio 2019 y que expira en junio de 2024, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales significativas chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora, en una deuda individual, debe exceder los US$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido en cada contrato. Al 30 de septiembre de 2019, esta línea de crédito no se encontraba desembolsada.

En el bono de Enel Chile registrado ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. El Yankee Bond de Enel Chile vence en 2028. Al 30 de septiembre de 2019, el monto adeudado por el Yankee Bond totaliza M$721.403.550.

En los bonos de Enel Generación Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Los Yankee Bonds de Enel Generación Chile vencen en 2027, 2024, 2037 y 2097. Para el caso del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default aumentó a US$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 30 de septiembre de 2019, el monto adeudado por los Yankee Bonds totaliza M$520.628.396.

Los bonos de Enel Generación Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda los US$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de

tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 30 de septiembre de 2019, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M$323.573.585.

El préstamo bancario que Enel Green Power Chile subscribió en febrero de 2017, por US$ 30 millones estipula que el cross default se desencadena por incumplimiento del propio Deudor, es decir de Enel Green Power Chile, o de alguna subsidiaria material, según se define contractualmente. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta deuda debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, debe exceder los US$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 30 de septiembre de 2019, el monto adeudado por este préstamo totaliza M$21.929.374.

2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene el Grupo limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

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

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 30 de septiembre de 2019, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,30.

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de $ 781.206 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 30 de septiembre de 2019, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Enel Generación Chile fue de $977.862 millones.

- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al período de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 30 de septiembre de 2019, la relación mencionada fue de 17,06.

- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas no superior a la suma equivalente en pesos, moneda de curso legal, de quinientos millones de dólares de los Estados Unidos de América, según el tipo de cambio observado a la fecha de su cálculo. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas de los Activos Corrientes y Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas de los Activos No Corrientes y ii) la suma de Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas de los Pasivos Corrientes y Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas de los Pasivos No Corrientes. Se debe excluir de lo señalado anteriormente las cantidades correspondientes a que cumplan copulativamente los siguientes requisitos: i) operaciones que tengan una duración inferior 180 días, y ii) operaciones que se refieran a saldos en cuentas corrientes comerciales, documentos y cuentas de Enel Generación Chile o sus sociedades filiales que se origen en el giro ordinario de los negocios de Enel Generación Chile o de sus sociedades filiales. Asimismo, también se deberán excluir las operaciones de sociedades coligadas de Enel Generación Chile y de sociedades coligadas de sus filiales, siempre y cuando en la respectiva sociedad coligada Enel Chile S.A. no tenga participación, ya sea directa o indirectamente a través de una sociedad filial o coligada de Enel Chile S.A., distinta de Enel Generación Chile y de sus sociedades filiales. Al 30 de septiembre de 2019, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue en US$171,42 millones, indicando que Enel Generación Chile es un acreedor neto de sus empresas relacionadas.

Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones

Financieras, Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 30 de septiembre de 2019, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,30.

- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.

- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Idem Serie H.

Por su parte, los "Yankee Bonds" de Enel Generación Chile y el crédito de Enel Chile firmado en enero 2018 no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 30 de septiembre de 2019, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Chile era el Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros.

El resto de compañías del Grupo no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 30 de septiembre de 2019, Enel Chile ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

36. DOTACION

La dotación de Enel Chile al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

País	30/09/2019			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	57	1.895	138	**2.090**
Argentina	-	6	17	**23**
Total	**57**	**1.901**	**155**	**2.113**
Promedio	**55**	**1.877**	**160**	**2.092**

País	31/12/2018			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	57	1.824	155	**2.036**
Argentina	-	7	19	**26**
Total	**57**	**1.831**	**174**	**2.062**
Promedio	**53**	**1.874**	**169**	**2.096**

37. SANCIONES

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

1.- Enel Generación Chile S.A.

Al 30 de septiembre de 2019, se encuentra pendiente de reposición el proceso sancionatorio seguido ante la Seremi de Salud del Biobío, iniciado mediante acta 180566, por un monto de 500 UTM (M$24.566), por supuestas infracciones en el cumplimiento de obligaciones y normas de disposición de residuos en el vertedero Cantarrana.

Asimismo, se encuentra pendiente ante la Seremi de Salud de Valparaíso el proceso sancionatorio acta de inspección N°1705213, por supuestos incumplimiento de obligaciones y normas relacionadas con los Protocolos de Exposición a Ruido y otras normas de vigilancia de salud en la central Quintero. La cuantía de esta sanción es de 500 UTM (M$24.566).

2.- GasAtacama Chile S.A.

Al 30 de septiembre de 2019, se encuentran pendientes 2 reposiciones a las resoluciones de la Seremi de Salud de Tarapacá, mediante actas de inspección N°011599 y 766, multas por un monto de 500 UTM (M$24.566) cada una respectivamente.

Finalmente, se encuentra pendiente de resolución ante la Seremi de Salud de la región de Coquimbo, un sumario sanitario por un monto de 500 UTM (M$24.566).

3.- Enel Distribución Chile S.A.

Al 30 de septiembre de 2019, mediante Resolución Exenta N°21.789 de fecha 29 de diciembre de 2017 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 20.000 UTM (M$982.620), 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 presentó recurso de reposición (pendiente de resolución).

Mediante Resolución Exenta N°13.630 de fecha 23 de mayo de 2016 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile una multa equivalente a 2.000 UTM (M$98.262), 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).

Mediante Resolución Exenta N°27.005 de fecha 28 de diciembre de 2018 (recibida el 28 de enero de 2019) la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 16.911 UTM (M$830.854), por estimar que Enel Distribución Chile excedió el estándar establecido en índice de continuidad de suministro para el periodo 2015-2016. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile presentó recurso de reposición (pendiente de resolución).

Mediante Resolución Exenta N°27.226 de fecha 16 de enero de 2019 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 5.500 UTM (M$270.221), por estimar que Enel Distribución Chile S.A. efectuó la operación de las instalaciones de su propiedad con infracción a la normativa eléctrica vigente, al no mantener en buen estado sus instalaciones, hecho manifiesto en la no detección de la fatiga de material que presentaba la subestación los Domínicos. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile presentó recurso de reposición (pendiente de resolución).

Mediante Resolución Exenta N°30.198 de fecha 16 de agosto de 2019, la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 1.000 UTM (M$49.131), por estimar que la compañía efectuó la operación de las instalaciones de su propiedad con infracción a la normativa eléctrica vigente, al no mantener en buen estado sus instalaciones, hecho manifiesto en la interrupción de suministro ocurrida en las comunas de Lampa y Til Til. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile presentó recurso de reposición (pendiente de resolución)

4.- Enel Green Power Chile Ltda.

Mediante Resolución Exenta N° 23787 de fecha 14 de mayo de 2018 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles cursó una multa de 1.000 UTM (M$49.131) a Enel Green Power del Sur SpA por haber infringido un supuesto deber de coordinación durante fallas ocurridas los días 7 y 13 de mayo y 1 de junio de 2016 en la línea Los Buenos Aires-Nahuelbuta, asociadas a la planta eólica Los Buenos Aires, de propiedad de Enel Green Power del Sur SpA. Se interpuso un recurso de reposición contra la citada resolución fundado en el hecho que el supuesto deber de coordinación no existiría, el que fue rechazado. Actualmente la causa se encuentra en estado de reclamación ante la Corte de Apelaciones, habiéndose enterado el 25% de la multa y se está a la espera de la dictación de la sentencia.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por M$2.388.798 al 30 de septiembre de 2019 (ver Nota 25). Si bien existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración 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 ya registrados.

38. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales al 30 de septiembre de 2019 y 2018, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30/09/2019						30/09/2018
				Monto Desembolsos M$	Monto Activado M$	Monto Gasto M$	Monto desembolso a futuro M$	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos M$	Monto desembolso ejercicio anterior M$
Pehuenche	GASTOS MEDIOAMBIENTALES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	Campañas y Estudios	En proceso	6.319	-	6.319	-	31/12/2019	**6.319**	-
		Manejo de Residuos	En proceso	1.786	-	1.786	-	31/12/2019	**1.786**	-
	CENTRAL PEHUENCHE	Saneamiento Ambiental	En proceso	2.576	-	2.576	-	31/12/2019	**2.576**	-
Enel Distribución Chile S.A.	CAMBIO DE RED TRAD X CALPE	Reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	745.208	745.208	-	800.000	31/12/2019	**1.545.208**	1.580.819
	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	30.002	-	30.002	8.869	31/12/2019	**38.871**	96.702
	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Poda de arboles en cercanías de la red de baja tensión	En proceso	2.932.213	-	2.932.213	1.335.339	31/12/2019	**4.267.552**	5.484.564
	GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	El servicio consiste en la mantencion de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de Enel	En proceso	9.553	-	9.553	59.647	31/12/2019	**69.200**	152.378
		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	13.774	-	13.774	63.753	31/12/2019	**77.527**	58.271
	MANEJO AMBIENTAL	Manejo Ambiental de Reforestación en Parque Metropolitano.	En proceso	3.324	-	3.324	194	31/12/2019	**3.518**	16.291
	MEJORAS EN LA RED MT	Reemplazo de red desnuda MT por cable protegido	En proceso	140.852	140.852	-	40.000	31/12/2019	**180.852**	201097
	REEMPL TRAFOS TRIFAS MEJ CALIDAD BT	Reemplazo de transformadores con problemas de cargabilidad	En proceso	494.738	494.738	-	1.171.000	31/12/2019	**1.665.738**	2.772.021
	REEMPLAZO TD DAE CONCENTRICA X TD. TRIF. RED CALPE	Reemplazo de red concentrical por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	265.652	265.652	-	300.000	31/12/2019	**565.652**	1.410.358
Gas Atacama Chile	MONITOREO AMBIENTAL	Monitoreo Ambiental Cto. con SK Ecología, operación y mantenimiento CEMS	En proceso	576.519	-	576.519	-	31/12/2019	**576.519**	447.062
	NORMALIZACIÓN CEMS	Normalización bodegas, gestión ambiental, regularización evaluac.impacto ambiental (EIA)	En proceso	207.966	207.966	-	-	31/12/2019	**207.966**	518.085
	CENTRALES HIDRÁULICAS	Manejo de residuos e higienización	En proceso	2.315	-	2.315	-	31/12/2019	**2.315**	11.567
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Bocamina U1-2: Operación y mantenimieno monitoreo estaciones calidad aire y meteorologica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validacion Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocineticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001 certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,	En proceso	2.464.881	615.017	1.849.864	-	31/12/2019	**2.464.881**	853.088
	GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	784.689	195.215	589.473	-	31/12/2019	**784.689**	2.240.902
	GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	161.709	-	161.709	-	31/12/2019	**161.709**	74.781
	CENTRAL QUINTERO	CEMS Central Quinteros	En proceso	55.697	55.697	-	-	31/12/2019	**55.697**	-
Total				**8.899.773**	**2.720.345**	**6.179.427**	**3.778.802**	-	**12.678.575**	**15.917.986**

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30/09/2018					
				Monto Desembolsos M$	Monto Activado M$	Monto Gasto M$	Monto desembolso a futuro M$	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos M$
Pehuenche	GASTOS MEDIOAMBIENTALES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	C.H. Pehuenche E E Pehuenche S.A. Suministro de equipos de medicion de caudales.	En proceso	40.266	40.266	-	-		**40.266**
		Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	39.132	-	39.132	-	-	**39.132**
Enel Distribución Chile S.A.	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	77.048	-	77.048	19.654	31/12/2018	**96.702**
	GESTIÓN DE RESPEL	Gestión de residuos peligrosos.	Terminado	3.038	-	3.038	-	30/06/2018	**3.038**
	GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	El servicio consiste en la mantencion de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de Enel	En proceso	115.715	-	115.715	36.663	31/12/2018	**152.378**
		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	57.703	-	57.703	568	31/12/2018	**58.271**
	PERMISOS AMBIENTALES	Declaración de Impacto Ambiental: 1) Nueva subestación Seccionadora Lampa y 2) Línea Ochagavia - Florida, tramo Sanjon La Aguada	En proceso	14.160	14.160	-	5.203	30/08/2018	**19.363**
	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	19.416	19.416	-	373.059	31/12/2018	**392.475**
		Poda de arboles en cercanía de la red de media tensión.	En proceso	4.981965	2.472.768	2.509.197	502.599	31/12/2018	**5.484.564**
	MEJORAS EN LA RED MT	Reemplazo de red desnuda MT por cable protegido	En proceso	183.041	183.041	-	18.056	31/12/2018	**201.097**
	CAMBIO DE RED TRAD X CALPE	Reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	1050.107	1050.107	-	530.712	31/12/2018	**1.580.819**
	REEMPLAZO TD DAE CONCENTRICA X TD. TRIF. RED CALPE	Reemplazo de red concentrical por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	1.114.397	1.114.397	-	295.961	31/12/2018	**1.410.358**
	REEMPLTRAFOS TRIFAS MEJ CALIDAD BT	Reemplazo de transformadores con problemas de cargabilidad	En proceso	1418.112	1418.112		1353.909	31/12/2018	**2.772.021**
	MANEJO AMBIENTAL	Manejo Ambiental de Reforestación en Cerro Chena y Parque Metropolitano.	En proceso	15.488	-	15.488	803	31/12/2018	**16.291**
	Retiro de Asbesto Desde Cables Subterráneos	Retiro de cinta ignífuga con asbesto desde la red subterránea MT.	En proceso	224.730	146.300	78.430	118.337	31/12/2018	**343.067**
Gas Atacama	MONITOREO AMBIENTAL	Monitoreo Ambiental Cto. con SK Ecología, operación y mantenimiento CEMS	En proceso	447.062	-	447.062	-	-	**447.062**
	NORMALIZACIÓN CEMS	Normalización bodegas, gestión ambiental, regularización evaluac.impacto ambiental (EIA)	En proceso	518.085	518.085	-	-	-	**518.085**
	Centrales hidráulicas	Manejo de residuos e higienización	En proceso	11567	-	11567	-	-	**11.567**
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Bocamina U1-2: Operación y mantenimieno monitoreo estaciones calidad aire y meteorologica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validacion Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocineticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,	En proceso	2.203.479	-	2.203.479		-	**2.203.479**
	GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	890.511	-	890.511		-	**890.511**
	GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	74.781	-	74.781	-	-	**74.781**
	C.H. Ralco	Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Maipu	En proceso	2.745.096	2.745.096	-	-	-	**2.745.096**
	CC.TT. Tal Tal	Abatimiento Nox Taltal: Ingeniería, Obras Civiles y permisos	En proceso	205.005	205.005	-	-	-	**205.005**
		Total		**16.449.904**	**9.926.753**	**6.523.151**	**3.255.524**	**-**	**19.705.428**

39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ENTIDADES CONSOLIDADAS

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales entidades consolidadas al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera.

		30/09/2019																	
	Estados financieros	Activos Corriente M$	Activos No Corrientes M$	Total Activos M$	Pasivos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$	Patrimonio M$	Total de Patrimonio y Pasivos M$	Ingresos Ordinarios M$	Materias primas y consumibles utilizados M$	Margen de Contribución M$	Resultado Bruto de explotación M$	Resultado de explotación M$	Resultado Financiero M$	Resultado antes de impuesto M$	Impuesto sobre la sociedad M$	Ganacia (Perdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral total M$
Grupo Enel Distribución Chile	Consolidado	355.017.631	1.035.704.915	1.390.722.546	473.337.892	66.428.796	850.955.858	1.390.722.546	1.051.683.402	(831.179.989)	220.503.413	143.949.166	110.735.339	3.384.823	114.120.162	(28.056.817)	86.063.345	(3.103.411)	82.959.933
Enel Generación Chile	Separado	597.962.983	2.741.540.801	3.339.503.784	469.243.114	961.522.601	1.908.738.069	3.339.503.784	1.187.761.992	(774.673.119)	413.088.874	334.955.645	198.453.003	(40.906.064)	304.181.190	(37.602.933)	266.578.256	(31.587.173)	234.991.083
Enel Distribución Chile	Separado	346.564.573	1.027.491.445	1.374.056.018	472.387.867	66.122.245	835.545.906	1.374.056.018	1.049.335.964	(830.180.302)	219.155.662	143.312.224	110.352.071	3.020.504	113.372.575	(27.948.423)	85.424.152	(3.103.411)	82.320.741
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	45.195.113	174.370.729	219.565.842	41.126.318	44.824.534	133.614.990	219.565.842	109.372.622	(18.325.798)	91.046.824	86.284.397	80.650.131	865.231	81.610.086	(22.005.925)	59.604.161	-	59.604.161
Enel Green Power Chile Ltda.	Separado	82.647.110	704.253.934	786.901.044	35.162.019	134.920.949	616.818.076	786.901.044	10.824.165	(2.828)	10.821.336	(322.126)	(1.184.420)	(3.014.931)	(4.199.350)	1.356.184	(2.843.166)	25.573.456	22.730.290
Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Separado	17.452.376	257.974.425	275.426.801	34.508.334	148.687.258	92.231.209	275.426.801	49.683.121	(8.879.790)	40.803.331	33.919.012	19.530.139	(5.748.380)	13.783.777	(3.620.137)	10.163.641	1.886.820	12.050.460
Geotermica del Norte S.A.	Separado	16.635.517	364.617.346	381.252.863	17.266.212	315.748	363.670.903	381.252.863	18.598.220	(2.762.537)	15.835.684	13.056.775	1.893.910	(2.602.693)	(708.783)	(450.554)	(1.159.337)	16.398.008	15.238.671
Parque Eolico Talinay Oriente S.A.	Separado	70.036.503	91.384.270	161.420.773	2.889.880	24.084.543	134.446.350	161.420.773	9.150.695	(963.150)	8.187.545	5.903.440	1.750.230	1.058.563	2.808.793	(731.263)	2.077.529	6.092.886	8.170.416
Enel Green Power del Sur	Separado	166.097.851	690.740.106	856.837.957	36.420.008	510.454.881	309.963.068	856.837.957	100.972.189	(19.654.523)	81.317.665	68.698.544	44.853.663	(18.068.706)	26.784.957	(4.882.382)	21.902.575	14.256.431	36.159.006
Grupo Enel Green Power	Consolidado	340.704.281	1.694.177.600	2.034.881.881	240.452.409	850.548.411	943.881.061	2.034.881.881	197.306.790	(21.846.017)	175.460.773	144.525.535	80.150.552	(33.513.655)	46.558.465	(10.656.527)	35.901.938	68.151.026	104.052.964
Grupo Enel Generación Chile	Consolidado	750.632.255	2.804.980.135	3.555.612.390	504.468.195	1.063.458.794	1.987.685.401	3.555.612.390	1.249.106.079	(619.354.473)	629.751.606	531.156.902	172.108.407	(38.897.258)	135.612.010	(3.532.635)	132.079.375	(35.983.204)	96.096.171
Grupo GasAtacama Chile S.A.	Consolidado	240.273.069	414.684.668	654.957.737	126.897.675	58.026.721	470.033.341	654.957.737	186.194.326	(54.061.747)	132.132.579	110.016.642	(107.102.417)	1.143.576	(103.917.448)	56.076.224	(47.841.224)	(4.396.031)	(52.237.255)

		31/12/2018																	
	Estados financieros	Activos Corriente M$	Activos No Corrientes M$	Total Activos M$	Pasivos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$	Patrimonio M$	Total de Patrimonio y Pasivos M$	Ingresos Ordinarios M$	Materias primas y consumibles utilizados M$	Margen de Contribución M$	Resultado Bruto de explotación M$	Resultado de explotación M$	Resultado Financiero M$	Resultado antes de impuesto M$	Impuesto sobre la sociedad M$	Ganacia (Perdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral total M$
Grupo Enel Distribución Chile	Consolidado	296.453.470	982.926.699	1.279.380.169	450.182.594	63.065.351	766.132.224	1.279.380.169	1.263.224.070	(972.499.916)	290.724.154	200.614.083	159.259.319	6.088.801	165.348.120	(42.967.123)	122.380.997	(600.422)	121.780.574
Enel Generación Chile	Separado	548.220.314	2.725.004.288	3.273.224.602	569.928.285	938.139.970	1.765.156.347	3.273.224.602	1.454.348.386	(1.051.644.602)	402.703.785	300.148.133	226.154.177	(49.980.539)	378.187.852	(42.255.124)	335.932.728	(101.720.204)	234.212.523
Enel Distribución Chile	Separado	288.632.068	975.441.251	1.264.073.319	424.550.547	62.721.352	776.801.421	1.264.073.320	1.259.689.827	(971.366.398)	288.323.429	199.676.810	159.625.438	5.418.883	165.044.321	(43.812.619)	121.231.702	(598.985)	120.632.717
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	51.279.432	179.693.183	230.972.615	44.459.384	46.238.192	140.275.039	230.972.615	162.768.188	(21.539.174)	141.229.015	135.558.558	128.068.159	224.543	128.348.399	(34.669.191)	93.679.208	-	93.679.208
Enel Green Power Chile Ltda.	Separado	162.710.963	669.741.595	832.452.558	113.123.832	125.240.940	594.087.786	832.452.558	12.831.131	(15.655)	12.815.476	2.521.606	1.702.927	(5.337.680)	71.323.446	1.601.922	72.925.368	71.701.018	144.626.386
Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Separado	16.052.462	255.481.676	271.534.138	59.681.465	131.671.924	80.180.749	271.534.138	45.097.744	(5.320.421)	39.777.324	32.476.777	18.680.884	(1.954.238)	16.726.646	(2.647.884)	14.078.762	(3.643.974)	10.434.788
Geotermica del Norte S.A.	Separado	21.765.295	347.871.452	369.636.747	20.910.840	293.675	348.432.232	369.636.747	17.023.794	(2.109.769)	14.914.025	13.168.978	2.001.882	(3.676.151)	(1.674.269)	454.355	(1.219.914)	45.243.420	44.023.506
Parque Eolico Talinay Oriente S.A.	Separado	63.831.605	87.493.829	151.325.434	6.173.259	18.876.242	126.275.934	151.325.435	10.058.036	(2.434.415)	7.623.621	5.310.400	1.014.857	1.312.902	2.327.759	(613.097)	1.714.661	16.552.523	18.267.184
Enel Green Power del Sur	Separado	129.849.852	655.431.547	785.281.399	44.078.091	467.399.245	273.804.063	785.281.399	94.473.391	(21.024.045)	73.449.347	60.053.812	37.537.228	(24.991.814)	12.545.413	(3.455.173)	9.090.240	34.497.623	43.587.863
Grupo Enel Green Power	Consolidado	344.469.181	1.628.444.820	1.972.914.001	334.639.971	768.719.376	869.554.654	1.972.914.001	183.008.879	(22.330.367)	160.678.512	131.378.740	69.236.957	(38.674.306)	30.471.438	(8.837.176)	21.634.262	173.923.954	195.558.216
Grupo Enel Generación Chile	Consolidado	672.467.353	2.996.760.726	3.669.228.079	593.881.208	1.077.855.824	1.997.491.047	3.669.228.079	1.529.364.081	(818.284.050)	711.080.031	582.249.559	464.383.396	(47.947.351)	423.152.001	(104.946.765)	318.205.236	(106.994.091)	211.211.145
Grupo GasAtacama Chile S.A.	Consolidado	154.726.337	601.914.918	756.641.255	61.155.091	94.466.222	601.019.942	756.641.255	271.433.789	(94.746.408)	176.687.381	146.123.452	109.465.013	1.808.644	115.039.230	(27.946.019)	87.093.211	(5.273.886)	81.819.325

40. HECHOS POSTERIORES

Con posterioridad al 30 de septiembre de 2019 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios, no se tiene conocimiento de hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y resultados presentados.

ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

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

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

ACTIVOS	30/09/2019							
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Peso argentino	Real brasileño	Total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
ACTIVOS CORRIENTES								
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	166.520.314	4.320.086	73.786	-	7.037.461		**177.951.647**
Otros activos financieros corrientes	689.145	692.503	41.829.516	-	-	-	-	**43.211.164**
Otros activos no financieros corrientes	-	47.287.471	-	-	-	93.985	-	**47.381.456**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	689.706.631	9.409.729	1.860	-	-	-	**699.118.220**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	6.173.273	47.971.084	7.069.863	890.141	-	439.480	**62.543.841**
Inventarios corrientes	51.281	36.954.428	4.968.874	124.745	-	-	-	**42.099.328**
Activos por impuestos corrientes	-	85.100.909	9.038.990	-	-	84.032	-	**94.223.931**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	740.426	1.032.435.529	117.538.279	7.270.254	890.141	7.215.478	439.480	**1.166.529.587**
ACTIVOS NO CORRIENTES								
Otros activos financieros no corrientes	689.145	2.351.402	1.699.216	-	-	-	-	**4.739.763**
Otros activos no financieros no corrientes	56.292	39.396.503	-	-	-	-	-	**39.452.795**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	53.392.144	64.601.354	-	-	12.080	-	**118.005.578**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	6.014.951	1.686.550	-	-	411.247	-	**8.112.748**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	74.446.409	45.322.837	-	-	263.630	-	**120.032.876**
Plusvalía	-	908.356.660	8.001.342	-	-	-	-	**916.358.002**
Propiedades, Planta y Equipo	27.659.403	3.614.107.684	1.565.201.842	7.629.876	-	15.171.721	-	**5.229.770.526**
Propiedad de inversión	-	6.680.030	-	-	-	-	-	**6.680.030**
Activos por impuestos diferidos	-	34.663.868	15.197.074	-	-	-	-	**49.860.942**
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	28.404.840	4.739.409.651	1.701.710.215	7.629.876	-	15.858.678	-	**6.493.013.260**
TOTAL ACTIVOS	29.145.266	5.771.845.180	1.819.248.494	14.900.130	890.141	23.074.156	439.480	**7.659.542.847**

ACTIVOS	31/12/2018							
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Peso argentino	Real brasileño	Total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
ACTIVOS CORRIENTES								
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	222.434.412	16.575.872	103.847	-	6.057.793	-	**245.171.924**
Otros activos financieros corrientes	689.145	644.618	38.969.410	-	-	-	-	**40.303.173**
Otros activos no financieros corrientes	816871	17.838.717	2.832.782	-	-	917.718	-	**22.406.088**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	474.941.686	3.193.959	3.905	-	30.517	-	**478.170.067**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	20.673.951	6.997.861	26.475.919	-	-	23.329	**54.171.060**
Inventarios corrientes	-	52.510.509	4.451.134	-	-	-	-	**56.961.643**
Activos por impuestos corrientes	-	99.614.294	3.678	-	-	145.845	-	**99.763.817**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	1.506.016	888.658.187	73.024.696	26.583.671	-	7.151.873	23.329	**996.947.772**
ACTIVOS NO CORRIENTES								
Otros activos financieros no corrientes	689.145	2.352.896	4.227.628	-	-	-	-	**7.269.669**
Otros activos no financieros no corrientes	-	44.390.009	-	-	-	218.003	-	**44.608.012**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10.005.806	33.425.943	17.074.839	-	-	21.255	-	**60.527.843**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	9.520.350	3.052.983	-	-	300.198	-	**12.873.531**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	70.247.490	44.865.424	-	-	259.479	-	**115.372.393**
Plusvalía	-	907.404.478	7.640.247	-	-	-	-	**915.044.725**
Propiedades, Planta y Equipo	-	3.769.310.697	1.523.774.815	-	-	15.562.121	-	**5.308.647.633**
Propiedad de inversión	-	7.557.356		-	-	-	-	**7.557.356**
Activos por impuestos diferidos	-	1.115.799	18.055.431	-	-	-	-	**19.171.230**
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	10.694.951	4.845.325.018	1.618.691.367	-	-	16.361.056	-	**6.491.072.392**
TOTAL ACTIVOS	12.200.967	5.733.983.205	1.691.716.063	26.583.671	-	23.512.929	23.329	**7.488.020.164**

PASIVOS	30/09/2019						
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Peso argentino	Total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
PASIVOS CORRIENTES							
Otros pasivos financieros corrientes	38.909.260	6	141.099.653	507.124	-	-	**180.516.043**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	5.135.935	459.102.734	38.968.206	4.108.469	-	105.834	**507.421.178**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	2.253.469	19.352.470	88.542.933	21.068	-	**110.169.940**
Otras provisiones corrientes	-	5.932.001	-	-	-	-	**5.932.001**
Pasivos por impuestos corrientes	-	59.011.617	-	-	-	-	**59.011.617**
Otros pasivos no financieros corrientes	541.380	41.724.267	1.673.484	3.229.421	-	10.082	**47.178.634**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	44.586.575	568.024.094	201.093.813	96.387.947	21.068	115.916	**910.229.413**
PASIVOS NO CORRIENTES							
Otros pasivos financieros no corrientes	314.127.749	-	1.495.452.415	6.597.987	-	-	**1.816.178.151**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	418.501	2.205.637	-	-	-	**2.624.138**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	757.496.624	-	-	-	**757.496.624**
Otras provisiones no corrientes	-	145.596.785	13.383.901	-	-	-	**158.980.686**
Pasivo por impuestos diferidos	-	121.562.089	81.112.099	-	-	-	**202.674.188**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	56.395.539	576.576	-	-	-	**56.972.115**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	1.487.535	-	-	-	-	**1.487.535**
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	314.127.749	325.460.449	2.350.227.252	6.597.987	-	-	**2.996.413.437**
TOTAL PASIVOS	358.714.324	893.484.543	2.551.321.065	102.985.934	21.068	115.916	**3.906.642.850**

PASIVOS	31/12/2018						
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Peso argentino	Total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
PASIVOS CORRIENTES							
Otros pasivos financieros corrientes	32.142.094	212.736.911	165.786.810	-	-	-	**410.665.815**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	3.598.849	503.689.338	44.138.753	2.347.924	-	511.460	**554.286.324**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	74.991.622	324.743	82.619.960	-	-	**157.936.325**
Otras provisiones corrientes	-	5.551.609	12.510	-	-	24.667	**5.588.786**
Pasivos por impuestos corrientes	-	17.243.717	22.626	-	-	411.577	**17.677.920**
Otros pasivos no financieros corrientes	-	68.532.059	2.766.862	-	-	10.061	**71.308.982**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	35.740.943	882.745.256	213.052.304	84.967.884	-	957.765	**1.217.464.152**
PASIVOS NO CORRIENTES							
Otros pasivos financieros no corrientes	297.118.435	-	1.408.715.068	-	-	-	**1.705.833.503**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	2.553.056	31.124	-	-	-	**2.584.180**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	447.193.802	-	-	-	**447.193.802**
Otras provisiones no corrientes	-	93.478.990	12.392.385	-	-	-	**105.871.375**
Pasivo por impuestos diferidos	-	203.349.899	74.730.155	-	-	-	**278.080.054**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	56.070.439	532.225	-	-	-	**56.602.664**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	226.653	-	-	-	-	**226.653**
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	297.118.435	355.679.037	1.943.594.759	-	-	-	**2.596.392.231**
TOTAL PASIVOS	332.859.378	1.238.424.293	2.156.647.063	84.967.884	-	957.765	**3.813.856.383**

ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 3 DE FEBRERO DE 2012

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

a) Estratificación de la cartera

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

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 30/09/2019											
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	579.019.672	34.076.561	9.939.113	4.328.128	3.703.736	2.087.343	3.563.733	1.363.890	2.633.779	49.504.392	690.220.347	2.987.543
Provisión de deterioro	(2.376.098)	(393.484)	(590.274)	(452.689)	(762.935)	(632.372)	(722.362)	(740.042)	(1.177.865)	(32.028.967)	(39.877.088)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	48.774.961	-	-	-	-	-	-	-	-	11.608.782	60.383.743	115.018.035
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(11.608.782)	(11.608.782)	-
Total	**625.418.535**	**33.683.077**	**9.348.839**	**3.875.439**	**2.940.801**	**1.454.971**	**2.841.371**	**623.848**	**1.455.914**	**17.475.425**	**699.118.220**	**118.005.578**

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 31/12/2018											
	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 superior a 251 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	360.967.952	26.520.834	8.065.762	3.947.386	2.096.447	1.400.998	1.945.691	1.528.489	2.863.502	47.716.556	457.053.617	2.046.845
Provisión de deterioro	(1.309.684)	(244.773)	(260.401)	(317.546)	(419.163)	(523.349)	(584.135)	(634.104)	(2.085.824)	(32.747.456)	(39.126.435)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	60.242.885	-	-	-	-	-	-	-	-	10.353.445	70.596.330	58.480.998
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.353.445)	(10.353.445)	-
Total	**419.901.153**	**26.276.061**	**7.805.361**	**3.629.840**	**1.677.284**	**877.649**	**1.361.556**	**894.385**	**777.678**	**14.969.100**	**478.170.067**	**60.527.843**

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 30/09/2019						Saldo al 31/12/2018					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$
Al día	1.372.023	570.413.826	38.586	11.593.389	1.410.609	582.007.215	1.370.536	353.865.825	42.898	9.101.666	1.413.434	362.967.491
Entre 1 y 30 días	430.025	33.349.040	20.493	727.521	450.518	34.076.561	390.536	25.894.683	19.304	626.151	409.840	26.520.834
Entre 31 y 60 días	82.745	9.723.954	7.544	215.159	90.289	9.939.113	83.029	7.864.638	6.649	201.124	89.678	8.065.762
Entre 61 y 90 días	15.569	4.191.949	1.769	136.178	17.338	4.328.127	14.466	3.827.182	2.014	120.204	16.480	3.947.386
Entre 91 y 120 días	7.359	3.601.408	1.076	102.329	8.435	3.703.737	7.515	2.007.221	1.182	89.226	8.697	2.096.447
Entre 121 y 150 días	4.513	1.886.051	768	201.292	5.281	2.087.343	4.393	1.266.995	892	134.003	5.285	1.400.998
Entre 151 y 180 días	2.846	3.425.310	367	138.423	3.213	3.563.733	3.007	1.697.721	459	247.970	3.466	1.945.691
Entre 181 y 210 días	2.032	1.286.252	261	77.639	2.293	1.363.891	2.805	1.446.409	311	82.080	3.116	1.528.489
Entre 211 y 250 días	1.921	2.377.393	249	256.385	2.170	2.633.778	3.237	2.772.883	311	90.619	3.548	2.863.502
Superior a 251 días	20.954	49.031.922	5.619	472.470	26.573	49.504.392	20.876	47.255.348	5.769	508.514	26.645	47.763.862
Total	**1.939.987**	**679.287.105**	**76.732**	**13.920.785**	**2.016.719**	**693.207.890**	**1.900.400**	**447.898.905**	**79.789**	**11.201.557**	**1.980.189**	**459.100.462**

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30/09/2019		Saldo al 30/09/2018	
	Número de clientes	Monto M$	Número de clientes	Monto M$
Documentos por cobrar protestados	1.888	258.073	1.876	256.320
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	1.471	7.165.272	2.238	10.450.383
Total	**3.359**	**7.423.345**	**4.114**	**10.706.703**

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

c) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30/09/2019	30/09/2018
	M$	M$
Provisión cartera no repactada	4.050.469	**2.127.909**
Provisión cartera repactada	750.703	**841.195**
Recuperos del período	1.132	**103.758**
Total	**4.802.304**	**3.072.862**

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30/09/2019		30/09/2018	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
	M$	M$	M$	M$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	1.117	91.963	5.217	12.651
Monto de las operaciones	503.439	4.802.304	1.656.551	3.072.862

ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Deudores comerciales	Saldo al 30/09/2019												
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Morosidad Mayor a 365 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**320.643.764**	**716.772**	**362.184**	**828.858**	**187.646**	**127.081**	**1.182.956**	**148.584**	**440.578**	**1.025.381**	**5.830.071**	**331.493.875**	**-**
- Grandes Clientes	316.347.107	527.067	233.958	616.448	78.783	21.870	997.227	115.711	184.850	69.364	5.337.437	**324.529.822**	**-**
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-
- Otros	4.296.657	189.705	128.226	212.410	108.863	105.211	185.729	32.873	255.728	956.017	492.634	**6.964.053**	**-**
Provisión Deterioro	(55.670)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.681.415)	**(1.737.085)**	-
Servicios no facturados	247.645.887	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**247.645.887**	**-**
Servicios facturados	72.997.877	716.772	362.184	828.858	187.646	127.081	1.182.956	148.584	440.578	1.025.381	5.830.071	**83.847.988**	**-**
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**258.375.908**	**33.359.789**	**9.576.929**	**3.499.270**	**3.516.090**	**1.960.262**	**2.380.777**	**1.215.306**	**2.193.201**	**4.133.967**	**38.514.973**	**358.726.472**	**2.987.543**
- Clientes Masivos	217.368.040	23.722.451	6.190.825	2.019.253	1.156.016	1.010.500	861.654	520.939	688.529	1.822.984	23.601.866	**278.963.057**	**2.975.298**
- Grandes Clientes	35.524.757	8.202.147	1.697.822	503.716	332.494	402.448	411.761	(72.497)	292.334	703.919	5.917.789	**53.916.690**	**12.186**
- Clientes Institucionales	5.483.111	1.435.191	1.688.282	976.301	2.027.580	547.314	1.107.362	766.864	1.212.338	1.607.064	8.995.318	**25.846.725**	**59**
Provisión Deterioro	(2.320.428)	(393.484)	(590.274)	(452.689)	(762.935)	(632.372)	(722.362)	(740.042)	(1.177.865)	(2.720.254)	(27.627.298)	**(38.140.003)**	**-**
Servicios no facturados	200.433.118	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**200.433.118**	**-**
Servicios facturados	57.942.790	33.359.789	9.576.929	3.499.270	3.516.090	1.960.262	2.380.777	1.215.306	2.193.201	4.133.967	38.514.973	**158.293.354**	**2.987.543**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**579.019.672**	**34.076.561**	**9.939.113**	**4.328.128**	**3.703.736**	**2.087.343**	**3.563.733**	**1.363.890**	**2.633.779**	**5.159.348**	**44.345.044**	**690.220.347**	**2.987.543**
Total Provisión Deterioro	**(2.376.098)**	**(393.484)**	**(590.274)**	**(452.689)**	**(762.935)**	**(632.372)**	**(722.362)**	**(740.042)**	**(1.177.865)**	**(2.720.254)**	**(29.308.713)**	**(39.877.088)**	**-**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**576.643.574**	**33.683.077**	**9.348.839**	**3.875.439**	**2.940.801**	**1.454.971**	**2.841.371**	**623.848**	**1.455.914**	**2.439.094**	**15.036.331**	**650.343.259**	**2.987.543**

Deudores comerciales	Saldo al 31/12/2018												
	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 superior a 251 días M$	Morosidad Mayor a 365 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**206.893.035**	**1.155.988**	**1.453.308**	**708.552**	**203.487**	**7.836**	**39.787**	**483.751**	**153.929**	**1.300.506**	**5.415.159**	**217.815.338**	**21.255**
- Grandes Clientes	198.424.050	671.037	248.135	140.571	224	7.274	39.001	43.681	56.046	787.999	5.047.281	**205.465.299**	**-**
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-
- Otros	8.468.985	484.951	1.205.173	567.981	203.263	562	786	440.070	97.883	512.507	367.878	**12.350.039**	**21.255**
Provisión Deterioro	(21.736)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.505.948)	**(1.527.684)**	-
Servicios no facturados	165.128.644	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**165.128.644**	**-**
Servicios facturados	41.764.391	1.155.988	1.453.308	708.552	203.487	7.836	39.787	483.751	153.929	1.300.506	5.415.159	**52.686.694**	**21.255**
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**154.074.917**	**25.364.846**	**6.612.454**	**3.238.834**	**1.892.960**	**1.393.162**	**1.905.904**	**1.044.738**	**2.709.573**	**4.596.217**	**36.404.674**	**239.238.279**	**2.025.590**
- Clientes Masivos	108.952.722	16.661.831	3.571.670	1.427.141	1.076.288	850.571	715.174	531.508	2.195.894	1.759.264	23.737.029	**161.479.092**	**2.000.955**
- Grandes Clientes	38.529.866	6.924.749	1.662.569	1.225.278	102.522	475	918.487	124.385	164.424	1.619.025	6.326.539	**57.598.319**	**24.635**
- Clientes Institucionales	6.592.329	1.778.266	1.378.215	586.415	714.150	542.116	272.243	388.845	349.255	1.217.928	6.341.106	**20.160.868**	**-**
Provisión Deterioro	(1.287.948)	(244.773)	(260.401)	(317.546)	(419.163)	(523.349)	(584.135)	(634.104)	(2.085.824)	(2.255.798)	(28.985.710)	**(37.598.751)**	**-**
Servicios no facturados	92.576.381	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**92.576.381**	**-**
Servicios facturados	61.498.536	25.364.846	6.612.454	3.238.834	1.892.960	1.393.162	1.905.904	1.044.738	2.709.573	4.596.217	36.404.674	**146.661.898**	**2.025.590**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**360.967.952**	**26.520.834**	**8.065.762**	**3.947.386**	**2.096.447**	**1.400.998**	**1.945.691**	**1.528.489**	**2.863.502**	**5.896.723**	**41.819.833**	**457.053.617**	**2.046.845**
Total Provisión Deterioro	**(1.309.684)**	**(244.773)**	**(260.401)**	**(317.546)**	**(419.163)**	**(523.349)**	**(584.135)**	**(634.104)**	**(2.085.824)**	**(2.255.798)**	**(30.491.658)**	**(39.126.435)**	**-**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**359.658.268**	**26.276.061**	**7.805.361**	**3.629.840**	**1.677.284**	**877.649**	**1.361.556**	**894.385**	**777.678**	**3.640.925**	**11.328.175**	**417.927.182**	**2.046.845**

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

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 30/09/2019											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	**320.643.764**	**716.772**	**362.184**	**828.858**	**187.646**	**127.081**	**1.182.956**	**148.584**	**440.578**	**6.855.452**	**331.493.875**	**-**
- Grandes Clientes	316.347.107	527.067	233.958	616.448	78.783	21.870	997.227	115.711	184.850	5.406.801	324.529.822	-
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	4.296.657	189.705	128.226	212.410	108.863	105.211	185.729	32.873	255.728	1.448.651	6.964.053	-
Cartera repactada	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**249.671.486**	**32.632.268**	**9.361.770**	**3.363.092**	**3.413.761**	**1.758.970**	**2.242.354**	**1.137.667**	**1.936.816**	**42.176.470**	**347.694.654**	**98.576**
- Clientes Masivos	208.919.116	23.064.687	5.975.677	1.886.163	1.053.687	831.212	723.231	443.300	607.631	25.000.753	268.505.457	98.555
- Grandes Clientes	35.267.149	8.132.390	1.697.822	503.716	332.494	402.448	411.761	(72.497)	292.334	6.574.933	53.542.550	-
- Clientes Institucionales	5.485.221	1.435.191	1.688.271	973.213	2.027.580	525.310	1.107.362	766.864	1.036.851	10.600.784	25.646.647	21
Cartera repactada	**8.704.422**	**727.521**	**215.159**	**136.178**	**102.329**	**201.292**	**138.423**	**77.639**	**256.385**	**472.470**	**11.031.818**	**2.888.967**
- Clientes Masivos	8.448.924	657.764	215.149	133.090	102.329	179.288	138.423	77.639	80.897	424.097	10.457.600	2.876.744
- Grandes Clientes	257.609	69.757	-	-	-	-	-	-	-	46.775	374.141	12.186
- Clientes Institucionales	(2.111)	-	10	3.088	-	22.004	-	-	175.488	1.598	200.077	37
Total cartera bruta	**579.019.672**	**34.076.561**	**9.939.113**	**4.328.128**	**3.703.736**	**2.087.343**	**3.563.733**	**1.363.890**	**2.633.779**	**49.504.392**	**690.220.347**	**2.987.543**

Tipos de cartera	Saldo al 31/12/2018											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	**206.862.868**	**1.155.988**	**1.453.308**	**708.552**	**203.487**	**7.836**	**39.787**	**483.751**	**153.929**	**6.715.665**	**217.785.171**	**-**
- Grandes Clientes	198.424.050	671.037	248.135	140.571	224	7.274	39.001	43.681	56.046	5.835.279	205.465.298	-
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	8.438.818	484.951	1.205.173	567.981	203.263	562	786	440.070	97.883	880.386	12.319.873	-
Cartera repactada	**30.167**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**30.167**	**21.255**
- Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.255
- Otros	30.167	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.167	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**146.934.065**	**24.738.695**	**6.411.330**	**3.118.630**	**1.803.734**	**1.259.159**	**1.657.934**	**962.658**	**2.618.954**	**40.492.377**	**229.997.536**	**116.198**
- Clientes Masivos	101.990.338	16.096.927	3.374.622	1.306.937	987.071	716.568	577.969	449.428	2.105.275	25.035.379	152.640.514	116.198
- Grandes Clientes	38.401.049	6.873.601	1.662.570	1.225.278	102.522	475	918.487	124.385	164.424	7.898.789	57.371.580	-
- Clientes Institucionales	6.542.678	1.768.167	1.374.138	586.415	714.141	542.116	161.478	388.845	349.255	7.558.209	19.985.442	-
Cartera repactada	**7.140.852**	**626.151**	**201.124**	**120.204**	**89.226**	**134.003**	**247.970**	**82.080**	**90.619**	**508.514**	**9.240.743**	**1.909.392**
- Clientes Masivos	6.962.383	564.903	197.048	120.204	89.217	134.003	137.205	82.080	90.619	460.914	8.838.576	1.884.757
- Grandes Clientes	128.817	51.148	-	-	-	-	-	-	-	46.775	226.740	24.635
- Clientes Institucionales	49.652	10.100	4.076	-	9	-	110.765	-	-	825	175.427	-
Total cartera bruta	**360.967.952**	**26.520.834**	**8.065.762**	**3.947.386**	**2.096.447**	**1.400.998**	**1.945.691**	**1.528.489**	**2.863.502**	**47.716.556**	**457.053.617**	**2.046.845**

ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

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

BALANCE	30/09/2019		31/12/2018	
	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	293.803.524	14.459.892	209.288.934	46.336.070
Total Activo estimado	**293.803.524**	**14.459.892**	**209.288.934**	**46.336.070**
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	137.112.632	29.897.971	106.633.306	37.530.511
Total Pasivo estimado	**137.112.632**	**29.897.971**	**106.633.306**	**37.530.511**

RESULTADO	30/09/2019		30/09/2018	
	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$
Venta Energía	293.803.524	14.459.892	148.521.865	25.646.254
Compra de Energía	137.112.632	29.897.971	80.985.054	26.881.198

ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

Proveedores con pagos al día	Saldo al 30/09/2019				Saldo al 31/12/2018			
	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
Hasta 30 días	45.258.563	160.593.894	132.083.135	**337.935.592**	45.355.153	230.133.777	78.973.248	354.462.178
Entre 31 y 60 días	8.073.084	56.068.708	-	**64.141.792**	4.284.025	19.179.502	71.745.150	95.208.677
Entre 61 y 90 días	7.072.701	3.643.775	3.191.637	**13.908.113**	16.452.406	-	-	16.452.406
Entre 91 y 120 días	-	-	-	**-**	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	48.524.242	-	-	**48.524.242**	-	-	-	-
Más de 365 días	-	4.907	2.205.638	**2.210.545**	-	6.766	2.106.099	2.112.865
Total	**108.928.590**	**220.311.284**	**137.480.410**	**466.720.284**	**66.091.584**	**249.320.045**	**152.824.497**	**468.236.126**

Detalle de Proveedores	Saldo al 30/09/2019				Saldo al 31/12/2018			
	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
Proveedores por compra de energía	-	208.603.480	-	**208.603.480**	-	155.123.059	-	**155.123.059**
Proveedores por compra de combustibles y gas	22.967.415	-		**22.967.415**	39.787.839	-	-	**39.787.839**
Cuentas por pagar bienes y servicios	15.112.704	11.707.804	137.480.410	**164.300.918**	-	94.196.986	60.864.246	**155.061.232**
Cuentas por pagar por compra de activos	70.848.471	-	-	**70.848.471**	26.303.745	-	91.960.251	**118.263.996**
Total	**108.928.590**	**220.311.284**	**137.480.410**	**466.720.284**	**66.091.584**	**249.320.045**	**152.824.497**	**468.236.126**