

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

**correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2020**

**ENEL CHILE S.A.
Y SUBSIDIARIAS**

Miles de Pesos Chilenos - M\$



Esta hoja esta intencionalmente sin contenido

CONTENIDO

I. INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

II. I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS, CLASIFICADOS
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS, POR NATURALEZA
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS, MÉTODO DIRECTO

III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

	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



Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de
Enel Chile S.A.:

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Chile S.A. y Subsidiarias, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2020 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.



Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Chile S.A. y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2020 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Otros asuntos – Estados financieros consolidados comparativos al 31 de diciembre de 2019 y 2018

Los estados financieros consolidados de Enel Chile S.A. y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y por los años terminados en esas fechas, fueron auditados por otros auditores, quienes emitieron una opinión sin modificaciones sobre los mismos en su informe de fecha 25 de febrero de 2020.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Nolberto Pezzati', written over a faint, circular blue stamp or watermark.

Nolberto Pezzati

KPMG SpA

Santiago, 26 de febrero de 2021

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2020 y 2019

En miles de pesos chilenos - M\$

ACTIVOS	Nota	al 31.12.2020	al 31.12.2019
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	332.036.013	235.684.500
Otros activos financieros corrientes	7	3.352.404	1.310.595
Otros activos no financieros corrientes	8.a	19.801.573	34.634.563
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	554.886.639	511.455.330
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	10	57.976.125	68.182.133
Inventarios corrientes	11	23.310.029	39.672.250
Activos por impuestos corrientes	12	35.038.413	127.273.289
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	1.026.401.196	1.018.212.660
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	7	20.660.450	7.220.620
Otros activos no financieros no corrientes	8.a	65.787.215	38.050.184
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	445.016.566	313.574.385
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	48.358.915	34.407.142
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	12.992.803	7.928.588
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	165.114.521	132.278.593
Plusvalía	15	915.705.369	917.352.974
Propiedades, planta y equipo	16	5.033.496.472	5.304.476.114
Propiedad de inversión	17	7.421.940	6.795.155
Activos por derecho de uso	18	55.502.192	55.843.510
Activos por impuestos diferidos	19.b	108.013.945	21.848.239
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	<i>[Subtotal]</i>	6.878.070.388	6.839.775.504
TOTAL ACTIVOS		7.904.471.584	7.857.988.164

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2020 y 2019

En miles de pesos chilenos - M\$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 31.12.2020	al 31.12.2019
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	157.499.141	208.814.561
Pasivos por arrendamientos corrientes	21	7.007.711	5.842.015
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	627.958.022	599.263.208
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	130.053.962	159.809.887
Otras provisiones corrientes	25	3.434.804	4.065.965
Pasivos por impuestos corrientes	12	72.359.944	17.995.833
Otros pasivos no financieros corrientes	8.b	47.166.581	45.508.383
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	1.045.480.165	1.041.299.852
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	1.483.589.126	1.692.604.245
Pasivos por arrendamientos no corrientes	21	44.857.807	47.565.674
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	117.210.059	56.250.085
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	1.164.044.462	784.373.484
Otras provisiones no corrientes	25	210.241.671	171.860.282
Pasivo por impuestos diferidos	19.b	168.057.562	249.284.641
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	75.538.265	66.163.490
Otros pasivos no financieros no corrientes	8.b	1.177.968	1.302.759
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	<i>[Subtotal]</i>	3.264.716.920	3.069.404.660
TOTAL PASIVOS		4.310.197.085	4.110.704.512
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	27.1	3.882.103.470	3.882.103.470
Ganancias acumuladas		1.747.437.805	2.008.103.651
Otras reservas	27.5	(2.277.625.485)	(2.405.509.135)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	<i>[Subtotal]</i>	3.351.915.790	3.484.697.986
Participaciones no controladoras	27.6	242.358.709	262.585.666
PATRIMONIO TOTAL		3.594.274.499	3.747.283.652
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		7.904.471.584	7.857.988.164

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

En miles de pesos chilenos - M\$		enero - diciembre			
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES		Nota	2020	2019	2018
Ganancia (pérdida)					
Ingresos de actividades ordinarias	28	2.548.384.317	2.624.576.323	2.410.360.459	
Otros ingresos, por naturaleza	28	37.017.880	146.258.037	46.800.967	
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	<i>[Subtotal]</i>	2.585.402.197	2.770.834.360	2.457.161.426	
Materias primas y consumibles utilizados	29	(1.374.445.639)	(1.421.205.251)	(1.292.177.116)	
Margen de Contribución	<i>[Subtotal]</i>	1.210.956.558	1.349.629.109	1.164.984.310	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	16.b.2	25.539.316	17.610.861	16.710.963	
Gastos por beneficios a los empleados	30	(137.226.748)	(129.604.956)	(123.130.334)	
Gasto por depreciación y amortización	31.a	(229.957.019)	(236.627.387)	(215.187.300)	
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas sobre activos no financieros	31.b	(697.806.441)	(280.762.652)	(779.825)	
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	31.b	(15.167.707)	(10.047.000)	(4.783.072)	
Otros gastos por naturaleza	32	(190.593.334)	(184.143.140)	(167.210.021)	
Resultado de Explotación	<i>[Subtotal]</i>	(34.255.375)	526.054.835	670.604.721	
Otras ganancias (pérdidas)	33	9.488.815	1.793.201	3.410.379	
Ingresos financieros	34	36.160.460	27.399.275	19.934.468	
Costos financieros	34	(127.408.771)	(164.897.900)	(122.184.189)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	3.509.392	366.089	3.190.240	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	34	(23.272.231)	(10.412.110)	(7.807.197)	
Resultado por unidades de reajuste	34	2.085.768	(2.982.268)	(818.146)	
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	(133.691.942)	377.321.122	566.330.276	
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias	19.a	81.305.107	(61.227.904)	(153.482.519)	
GANANCIA (PÉRDIDA)	<i>[Subtotal]</i>	(52.386.835)	316.093.218	412.847.757	
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		(50.860.313)	296.153.605	361.709.937	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	(1.526.522)	19.939.613	51.137.820	
GANANCIA (PÉRDIDA)		(52.386.835)	316.093.218	412.847.757	
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	(0,74)	4,28	5,66	
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		69.166.557.220	69.166.557.220	63.913.359.484	
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	(0,74)	4,28	5,66	
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		69.166.557.220	69.166.557.220	63.913.359.484	

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

En miles de pesos chilenos - M\$

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2020	2019	2018
Ganancia (Pérdida)		(52.386.835)	316.093.218	412.847.757
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	26.2.b	(8.545.834)	(7.777.204)	37.881
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período	<i>[Sub total]</i>	(8.545.834)	(7.777.204)	37.881
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(69.218.245)	73.114.966	107.492.316
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(9.125)	(3.673)	(411)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	13.1.a	18.982	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		208.749.917	(160.828.497)	(244.271.689)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		58.790.411	21.654.376	22.364.834
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período	<i>[Sub total]</i>	198.331.940	(66.062.828)	(114.414.950)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<i>[Sub total]</i>	189.786.106	(73.840.032)	(114.377.069)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		2.308.510	2.099.845	(10.228)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período	<i>[Sub total]</i>	2.308.510	2.099.845	(10.228)
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		(72.741.119)	36.883.401	60.650.786
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		2.464	992	111
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período	<i>[Sub total]</i>	(72.738.655)	36.884.393	60.650.897
Total otro resultado integral		119.355.961	(34.855.794)	(53.736.400)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		66.969.126	281.237.424	359.111.357
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		68.669.685	255.988.200	297.410.542
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		(1.700.559)	25.249.224	61.700.815
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		66.969.126	281.237.424	359.111.357

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

En miles de pesos chilenos - M\$

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambios en Otras Reservas										Total Patrimonio Neto	
	Capital emitido y pagado	Acciones propias en cartera	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		Participaciones no controladoras
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)		
Saldo inicial 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)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.702.470)	(2.702.470)	(44.691)	(2.747.161)
Saldo Inicial Reexpresado	2.229.108.975	-	6.976.383	(32.849.736)	-	11.284	(971.468.479)	(997.330.548)	1.748.903.113	2.980.681.540	803.532.956	3.784.214.496
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	361.709.937	361.709.937	51.137.820	412.847.757
Otro resultado integral	-	-	94.678.453	(159.020.809)	43.204	(243)	-	(64.299.395)	-	(64.299.395)	10.562.995	(53.736.400)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	297.410.542	61.700.815	359.111.357
Emisión de patrimonio	1.725.382.504	-	-	-	-	-	-	-	-	1.725.382.504	-	1.725.382.504
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(195.858.641)	(195.858.641)	(19.603.211)	(215.461.852)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	(43.204)	-	(403.562.193)	(403.605.397)	43.204	(403.562.193)	92.644.186	(310.918.007)
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)	94.678.453	(159.020.809)	-	(243)	(1.313.999.417)	(1.378.342.016)	165.894.500	440.546.979	(550.597.694)	(110.050.715)
Saldo final al 31.12.2018	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)	-	-	-	-	-	-	-	-	296.153.605	296.153.605	19.939.613	316.093.218
Otro resultado integral	-	-	64.461.733	(99.135.975)	(5.488.506)	(2.657)	-	(40.165.405)	-	(40.165.405)	5.309.611	(34.855.794)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	255.988.200	25.249.224	281.237.424
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(197.359.062)	(197.359.062)	(16.578.349)	(213.937.411)
Incremento (disminución) por otros cambios	(72.388.009)	72.388.009	-	-	5.488.506	-	4.840.328	10.328.834	(5.488.505)	4.840.329	979.529	5.819.858
Total de cambios en patrimonio	(72.388.009)	72.388.009	64.461.733	(99.135.975)	-	(2.657)	4.840.328	(29.836.571)	93.306.038	63.469.467	9.650.404	73.119.871
Saldo final al 31.12.2019	3.882.103.470	-	166.116.569	(291.006.520)	-	8.384	(2.280.627.568)	(2.405.509.135)	2.008.103.651	3.484.697.986	262.585.666	3.747.283.652
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	(50.860.313)	(50.860.313)	(1.526.522)	(52.386.835)
Otro resultado integral	-	-	(62.466.476)	188.060.425	(6.076.332)	(6.601)	18.982	119.529.998	-	119.529.998	(174.037)	119.355.961
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68.669.685	(1.700.559)	66.969.126
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(203.729.201)	(203.729.201)	(18.163.142)	(221.892.343)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	6.076.332	-	2.277.320	8.353.652	(6.076.332)	2.277.320	(363.256)	1.914.064
Total de cambios en patrimonio	-	-	(62.466.476)	188.060.425	-	(6.601)	2.296.302	127.883.650	(260.665.846)	(132.782.196)	(20.226.957)	(153.009.153)
Saldo final al 31.12.2020	3.882.103.470	-	103.650.093	(102.946.095)	-	1.783	(2.278.331.266)	(2.277.625.485)	1.747.437.805	3.351.915.790	242.358.709	3.594.274.499

(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\$3.411.631 por la aplicación de NIIF 9 y un abono a resultados acumulados por M\$664.470 por aplicación de NIC 29.

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estados de Flujos de Efectivo Consolidados, Método Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

En miles de pesos chilenos - M\$

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	2020	2019	2018
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		2.961.814.449	3.053.366.631	3.037.830.501
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		6.846.414	30.131.403	9.201.388
Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos		102.436.230	7.938.954	-
Otros cobros por actividades de operación		16.403.356	929.839	23.353.592
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.935.080.572)	(1.923.705.670)	(1.921.809.622)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(140.378.194)	(130.102.939)	(119.944.410)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(25.114.326)	(16.828.690)	(15.704.586)
Pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente para vender		(56.489.776)	(39.625.028)	-
Otros pagos por actividades de operación		(170.290.593)	(154.500.049)	(137.352.099)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(1.342.494)	(82.778.533)	(134.512.945)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(2.938.296)	(1.114.199)	(5.536.297)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		755.866.198	743.711.719	735.525.522
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		(2.769.624)	(130.639)	-
Préstamos a entidades relacionadas		-	-	(37.940.159)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		-	872.988	4.640.835
Compras de propiedades, planta y equipo		(514.807.265)	(300.346.362)	(300.538.836)
Compras de activos intangibles		(39.506.950)	(20.732.156)	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(3.260.921)	(7.551.080)	(1.475.713)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		22.229	2.737.887	352.734
Cobros a entidades relacionadas		-	-	76.307.192
Dividendos recibidos		-	6.455.840	1.520.979
Intereses recibidos		5.671.141	6.034.028	6.653.972
Otras entradas (salidas) de efectivo		-	1.127.683	(6.753.959)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(554.651.390)	(311.531.811)	(1.881.559.694)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de la emisión de acciones		-	-	665.829.207
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad	27.1.2	-	-	(72.388.009)
Pagos por otras participaciones en el patrimonio		(519.943)	-	-
Total importes procedentes de préstamos		-	-	1.565.782.604
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	6.d	-	-	1.565.782.604
Préstamos de entidades relacionadas	6.d	484.520.001	283.831.505	-
Pagos de préstamos	6.d	(150.878.247)	(315.323.464)	(819.525.929)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6.d	(4.940.582)	(4.498.202)	(1.889.685)
Dividendos pagados		(312.714.789)	(236.478.649)	(231.392.743)
Intereses pagados	6.d	(139.251.404)	(134.429.754)	(116.540.891)
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.d	(3.884.370)	(33.537.124)	(23.297.678)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(127.669.334)	(440.435.688)	966.576.876
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		73.545.474	(8.255.780)	(179.457.296)
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		22.806.039	(1.231.644)	5.173.194
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		96.351.513	(9.487.424)	(174.284.102)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	6	235.684.500	245.171.924	419.456.026
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	332.036.013	235.684.500	245.171.924

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1. INFORMACIÓN GENERAL.....	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	21
2.4. Sociedades subsidiarias	22
2.5. Entidades asociadas.....	24
2.6. Acuerdos conjuntos	24
2.7. Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	25
2.8. Moneda Funcional	27
2.9. Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera.....	27
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	28
a) Propiedades, planta y equipo	28
b) Propiedad de inversión	29
c) Plusvalía	30
d) Activos intangibles distintos de la plusvalía	30
d.1) Costos de investigación y desarrollo	30
d.2) Otros activos intangibles	31
e) Deterioro del valor de los activos no financieros.....	31
f) Arrendamientos.....	33
f.1) Arrendatario.....	33
f.2) Arrendador	34
g) Instrumentos financieros.....	35
g.1) Activos financieros no derivados	35
g.2) Efectivo y equivalentes al efectivo.....	36
g.3) Deterioro de valor de los activos financieros	36
g.4) Pasivos financieros excepto derivados.....	38
g.5) Derivados y operaciones de cobertura	38
g.6) Baja de activos y pasivos financieros	39
g.7) Compensación de activos y pasivos financieros	40
g.8) Contratos de garantías financieras.....	40
h) Medición del valor razonable	40
i) Inversiones contabilizadas por el método de participación	41
j) Inventarios	42
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.	42
l) Acciones propias en cartera	43
m) Provisiones	44
m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	44
n) Conversión de saldos en moneda extranjera.....	44
o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	45
p) Impuesto a las ganancias	45
q) Reconocimiento de ingresos y gastos	46

r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	48
s)	Dividendos.....	48
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	49
u)	Estado de flujos de efectivo.....	49
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	50
a)	Marco Regulatorio.....	50
b)	Temas Regulatorios.....	54
c)	Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro.....	58
5.	COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN.....	62
	Proyecto de Reorganización Societaria.....	62
6.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	64
7.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	65
8.	OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS.....	65
a)	Otros activos no financieros.....	65
b)	Otros pasivos no financieros.....	65
9.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	66
10.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	70
10.1.	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	71
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	71
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	72
c)	Transacciones significativas y sus efectos en resultados:.....	72
d)	Transacciones significativas.....	73
10.2.	Directorio y personal clave de la gerencia.....	74
10.3.	Retribución del personal clave de la gerencia.....	76
10.4.	Planes de incentivo al personal clave de la gerencia.....	77
10.5.	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	77
11.	INVENTARIOS.....	78
12.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	78
13.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	79
13.1.	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	79
13.2.	Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.....	79
13.3.	Negocios conjuntos.....	80
14.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	81
15.	PLUSVALÍA.....	82
16.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	84
17.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	89
18.	ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	90
19.	IMPUESTOS A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS.....	92
a)	Impuestos a las ganancias.....	92
b)	Impuestos diferidos.....	92
20.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	95
20.1.	Préstamos que devengan intereses.....	95
20.2.	Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	96
20.3.	Obligaciones con el Público Garantizadas.....	96
20.4.	Deuda de cobertura.....	97
20.5.	Otros aspectos.....	97
20.6.	Flujos futuros de deuda no descontados.....	98
21.	PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	98
21.1.	Individualización de Pasivos por Arrendamientos.....	99
21.2.	Flujos futuros de deuda no descontados.....	100
22.	POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	101
22.1.	Riesgo de tasa de interés.....	101
22.2.	Riesgo de tipo de cambio.....	102

22.3. Riesgo de commodities.....	102
22.4. Riesgo de liquidez.....	103
22.5. Riesgo de crédito.....	103
22.6. Medición del riesgo.....	104
23. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	105
23.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.....	105
23.2. Instrumentos derivados.....	106
23.3. Jerarquías del valor razonable.....	108
24. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.....	108
25. PROVISIONES.....	109
26. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	110
26.1. Aspectos generales.....	110
26.2. Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros.....	110
26.3. Otras revelaciones.....	111
27. PATRIMONIO.....	112
27.1. Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo.....	112
27.1.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones.....	112
27.1.2. Acciones propias en cartera.....	112
27.1.3. Cambios en el Capital Emitido como consecuencia de la Reorganización Societaria.....	112
27.2. Dividendos.....	114
27.3. Reservas por diferencias de conversión.....	114
27.4. Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas.....	114
27.5. Otras Reservas.....	115
27.6. Participaciones no controladoras.....	116
28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	117
29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	118
30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	118
31. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS DE ACUERDO A NIIF 9.....	119
32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	119
33. OTRAS GANANCIAS (PERDIDAS).....	120
34. RESULTADO FINANCIERO.....	120
35. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	121
35.1. Criterios de segmentación.....	121
35.2. Generación y Distribución.....	123
36. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	125
36.1. Garantías directas.....	125
36.2. Garantías indirectas.....	125
36.3. Litigios y arbitrajes.....	126
36.4. Restricciones financieras.....	131
36.5. Contingencia por COVID-19.....	134
37. DOTACION.....	136
38. SANCIONES.....	136
39. MEDIO AMBIENTE.....	138
40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ENTIDADES CONSOLIDADAS.....	141
41. HECHOS POSTERIORES.....	142
ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	143
ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 3 DE FEBRERO DE 2012.....	145
ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	148
ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE.....	151
ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES.....	152

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

(En miles de pesos chilenos – M\$)

1. INFORMACIÓN GENERAL

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 64,93%.

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 31 de diciembre de 2020 la dotación del Grupo alcanzó los 2.219 trabajadores. En promedio la dotación del Grupo durante el ejercicio 2020 fue de 2.202 trabajadores (ver Nota 37).

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.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1. Bases de preparación

Los estados financieros consolidados de Enel Chile al 31 de diciembre de 2020, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 de febrero de 2021, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enel Chile y subsidiarias al 31 de diciembre de 2020 y 2019, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2018 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidados, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2020:

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del::
Marco Conceptual (<i>Revisado</i>)	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 3: <i>Definición de un Negocio</i>	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: <i>Definición de Material o con Importancia Relativa</i>	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7: <i>Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 1)</i>	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, entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva, no generando impactos 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 añade guías y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a determinar si se ha adquirido un proceso sustancial e introduce una prueba de concentración de valor razonable opcional.

La enmienda entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva a las combinaciones de negocios y adquisiciones de activos que se lleven a cabo a contar de esta fecha, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

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 entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 “Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 1)”

El 26 de septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a NIIF 9 *Instrumentos Financieros*, NIC 39 *Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición* y 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 enmiendas proporcionan excepciones temporales que permiten que la contabilidad de coberturas continúe durante el período de incertidumbre, antes del reemplazo de las tasas de interés de referencia existentes por una tasa alternativa cercana a una tasa de interés libre de riesgo. Estas enmiendas entraron en vigencia a contar del 1 de enero de 2020.

La enmienda a NIIF 9, incluye una serie de excepciones que se aplican a todas las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de las tasas de interés de referencia (en adelante “reforma”). Una relación de

cobertura se ve afectada si la reforma genera incertidumbres sobre el calendario o el importe de los flujos de efectivo basados en la tasa de interés de referencia de la partida cubierta o del instrumento de cobertura.

Las tres primeras excepciones se refieren básicamente a:

- Evaluación de si una transacción prevista (o componente de la misma) es altamente probable.
- Evaluación de cuándo reclasificar el importe acumulado en la reserva de cobertura de flujos de efectivo a resultados.
- Evaluación de la relación económica entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.

Para cada una de estas excepciones se supone que el punto de referencia en el que se basan los flujos de efectivo cubiertos (ya sea que se especifiquen o no contractualmente) y/o, en el caso de la tercera excepción, el punto de referencia en el que se basan los flujos de efectivo de instrumento de cobertura, no será alterado como resultado de la reforma.

Existe una cuarta excepción para componentes de una partida designados como partida cubierta, que establece que, para un componente de referencia del riesgo de tasa de interés que se ve afectado por la reforma, el requisito de que el componente de riesgo sea identificable por separado solo debe cumplirse al inicio de la relación de cobertura.

Las excepciones continuarán aplicándose indefinidamente en ausencia de cualquiera de los eventos descritos en las enmiendas. Al designar un grupo de partidas como la partida cubierta o una combinación de instrumentos financieros, como un instrumento de cobertura, las excepciones dejarán de aplicar por separado a cada partida individual o instrumento financiero, cuando deje de estar presente la incertidumbre que surge de la reforma de la tasa de interés de referencia.

Al cierre del ejercicio 2020, el Grupo tiene vigentes relaciones de cobertura en las cuales se ha designado como riesgo cubierto la tasa de interés, específicamente la London InterBank Offered Rate (LIBOR). Estas relaciones de coberturas, calificadas como coberturas de flujos de efectivo, han sido directamente afectadas por la incertidumbre generada por la reforma de las tasas de interés de referencia.

Con el fin de evaluar la relación económica entre las partidas cubiertas y los instrumentos de cobertura, de acuerdo a las excepciones establecidas por la Norma, el Grupo ha supuesto que la LIBOR, tasa de interés de referencia sobre la que se basan los riesgos cubiertos, no se ve alterada como resultado de la reforma.

El Grupo ha tomado contacto con instituciones financieras en el mercado local e internacional, así como con las contrapartes de las operaciones vigentes, con el fin de evaluar las mejores alternativas para la continuidad de los contratos y su relación de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2020, el importe nominal de los instrumentos de cobertura, de relaciones de cobertura a las cuales se les ha aplicado las excepciones establecidas en la NIIF 9, es de US\$ 400 millones (M\$284.380.000).

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar de 1 de enero de 2021 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:

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del::
Enmiendas a NIIF 16: <i>Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19</i>	1 de junio de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16: <i>Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2)</i>	1 de enero de 2021
Enmiendas a NIIF 3: <i>Referencias al Marco Conceptual</i>	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 16: <i>Productos Obtenidos antes del Uso Previsto</i>	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 37: <i>Contratos Onerosos - Costo de Cumplir un Contrato</i>	1 de enero de 2022
Mejoras anuales a las NIIF: <i>Ciclo 2018-2020</i> - NIIF 1: <i>Adopción por primera vez de las NIIF</i> - NIIF 9: <i>Instrumentos Financieros</i> - <i>Ejemplos que acompañan a NIIF 16</i> - NIC 41: <i>Agricultura</i>	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 1: <i>Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes</i>	1 de enero de 2023

Enmiendas a NIIF 16 “Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19”

Como resultado de la pandemia de COVID-19, en muchos países se han otorgado concesiones a los arrendatarios para el pago del alquiler, tales como periodos de gracia y aplazamiento de los pagos de arrendamiento por un período de tiempo, a veces seguido de un aumento en el pago en periodos futuros. En este contexto, el 28 de mayo de 2020 el IASB publicó enmiendas a la NIIF 16 *Arrendamientos*, con el fin de proporcionar una solución práctica para los arrendatarios, mediante la cual éstos pueden optar por no evaluar si la reducción del alquiler es una modificación del arrendamiento. Los arrendatarios que realicen esta elección, contabilizarán tales reducciones de alquiler como un pago variable.

La solución práctica solo se aplica a las reducciones del alquiler que ocurren como consecuencia directa de la pandemia de COVID-19 y solo si se cumplen todas las siguientes condiciones:

- i) el cambio en los pagos por arrendamiento resulta en una contraprestación revisada por el arrendamiento que es sustancialmente la misma, o menor, que la contraprestación por el arrendamiento inmediatamente anterior al cambio;
- ii) cualquier reducción en los pagos por arrendamiento afecta únicamente los pagos originalmente vencidos hasta el 30 de junio de 2021; y
- iii) no existe un cambio sustancial en los otros términos y condiciones del arrendamiento.

Las enmiendas son aplicables para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de junio de 2020. Se permite la aplicación anticipada. Estas modificaciones deben aplicarse de forma retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del periodo anual en el que se aplique por primera vez la modificación.

La Administración estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16 “Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2)”

El 27 de agosto de 2020, el IASB publicó la Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2) que complementa las modificaciones emitidas en 2019 a la NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7, y además incorpora modificaciones a la NIIF 4 y NIIF 16. Esta fase final del proyecto se centra en los efectos en los estados financieros cuando una empresa reemplaza la tasa de interés de referencia anterior por una tasa de referencia alternativa como resultado de la reforma.

Las modificaciones se refieren a:

- Cambios en los flujos de efectivo contractuales: una empresa no tendrá que dar de baja en cuentas o ajustar el valor en libros de los instrumentos financieros por efecto de los cambios requeridos por la reforma, sino que actualizará la tasa de interés efectiva para reflejar el cambio a la tasa de referencia alternativa;
- Contabilidad de coberturas: una empresa no tendrá que discontinuar su contabilidad de coberturas únicamente porque realice los cambios requeridos por la reforma, si la cobertura cumple con otros criterios de contabilidad de coberturas; y
- Revelaciones: se requerirá que una empresa divulgue información sobre nuevos riesgos que surjan de la reforma y cómo gestiona la transición a tasas de referencia alternativas.

Estas modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2021, y se permite la adopción anticipada. Las modificaciones son aplicables de forma retroactiva, con ciertas excepciones. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

Enmiendas a NIIF 3 “Referencias al Marco Conceptual”

El 14 de mayo de 2020, el IASB emitió un paquete de enmiendas de alcance limitado, entre ellas modificaciones a la NIIF 3 *Combinaciones de Negocios*. Las enmiendas actualizan las referencias al Marco Conceptual emitido en 2018, a fin de determinar qué constituye un activo o un pasivo en una combinación de negocios. Además, el IASB agregó una nueva excepción en la NIIF 3 para pasivos y pasivos contingentes, la cual especifica que, para algunos tipos de pasivos y pasivos contingentes, una entidad que aplique la NIIF 3 debería referirse a la NIC 37 “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes”, o CINIIF 21 “Gravámenes”, en lugar del Marco Conceptual 2018. Sin esta excepción, una entidad habría reconocido algunos pasivos en una combinación de negocios que no reconocería según la NIC 37.

Las modificaciones son aplicables de forma prospectiva a las combinaciones de negocios cuya fecha de adquisición sea a partir del primer período anual que se inicie a contar del 1 de enero de 2022. 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.

Enmiendas a NIC 16 “Productos Obtenidos antes del Uso Previsto”

Como parte del paquete de enmiendas de alcance limitado publicadas en mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones a la NIC 16 *Propiedades, Planta y Equipo*, las cuales prohíben que una compañía deduzca del costo de un elemento de propiedades, planta y equipo los montos recibidos por la venta de artículos producidos mientras la compañía prepara el activo para su uso previsto. En cambio, una compañía reconocerá tales ingresos de ventas y costos relacionados en el resultado del período. Las enmiendas también aclaran que una entidad está “probando si el activo funciona correctamente” cuando evalúa el rendimiento técnico y físico del activo.

Estas enmiendas son aplicables a periodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada. Las modificaciones se aplicarán de forma retroactiva, pero sólo a partir del comienzo del primer período presentado en los estados financieros en los que la entidad aplique por primera vez las modificaciones. El efecto acumulado de la aplicación inicial de las modificaciones se reconocerá como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según corresponda) al comienzo del primer período presentado.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

Enmiendas a NIC 37 “Contratos Onerosos: Costo de Cumplir un Contrato”

La tercera norma modificadas por el IASB dentro del paquete de enmiendas de alcance limitado emitido en mayo de 2020 fue la NIC 37 *Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes*. Las enmiendas especifican qué costos debe considerar una entidad al evaluar si un contrato es de carácter oneroso. En este sentido, las enmiendas aclaran que el costo directo de cumplir un contrato comprende tanto los costos incrementales de cumplir ese contrato (por ejemplo, mano de obra directa y materiales), como también la asignación de otros costos que se relacionan directamente con el cumplimiento de los contratos (por ejemplo, una asignación del cargo por depreciación para un ítem de propiedades, planta y equipo utilizado para cumplir el contrato).

Estas enmiendas son aplicables a periodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada. Las compañías deben aplicar estas modificaciones a los contratos para los cuales aún no ha cumplido todas sus obligaciones al inicio del período anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones. No se requiere reexpresar información comparativa. El efecto acumulado de aplicar inicialmente las modificaciones se reconocerá como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio según corresponda) en la fecha de la aplicación inicial.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020

El 14 de mayo de 2020, el IASB emitió una serie de modificaciones menores a las NIIF, con el fin de aclarar o corregir temas menores o subsanar posibles incoherencias entre los requisitos de las normas. Las modificaciones con potencial impacto sobre el Grupo son las siguientes:

- **NIIF 9 Instrumentos Financieros:** aclara que a efectos de la prueba del 10% para la baja en cuentas de un pasivo financiero, al determinar las comisiones pagadas netas de las comisiones recibidas, el prestatario sólo se debe considerar las comisiones pagadas o recibidas entre el prestatario y el prestamista.

Estas mejoras son aplicables a periodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada. Las entidades deben aplicar estas modificaciones a los pasivos financieros que se modifiquen o intercambien al inicio del periodo anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones.

- **Ejemplos que acompañan a NIIF 16 Arrendamientos:** modificación del ejemplo ilustrativo 13, con el fin de eliminar una posible confusión sobre el tratamiento de los incentivos por arrendamiento. El ejemplo incluía como parte de sus antecedentes un reembolso del arrendador al arrendatario, relacionado con las mejoras de la propiedad arrendada. Dado que el ejemplo no explicaba con suficiente claridad si el reembolso cumplía con la definición de incentivo por arrendamiento, el IASB decidió eliminar del ejemplo ilustrativo cualquier referencia a este reembolso, evitando de esta manera cualquier posibilidad de confusión.

La Administración estima que la aplicación de estas mejoras no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

Enmiendas a NIC 1 “Clasificación de pasivos como corrientes y no corrientes”

El 23 de enero de 2020, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a NIC 1 *Presentación de Estados Financieros*, con el objetivo de aclarar cómo clasificar la deuda y otros pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas aclaran que un pasivo se clasifica como no corriente si la entidad tiene, al final del período sobre el que se informa, el derecho sustancial de aplazar la liquidación del pasivo durante al menos 12 meses. La clasificación no se ve afectada por las expectativas de la entidad o por los eventos posteriores a la fecha del informe. Las enmiendas incluyen la aclaración de los requisitos de clasificación para la deuda que una empresa podría saldar convirtiéndola en patrimonio.

Las enmiendas afectan sólo la presentación de pasivos como corrientes o no corrientes en el estado de situación financiera, no la cantidad u oportunidad de su reconocimiento, así como tampoco las revelaciones relacionadas. Sin embargo, podrían dar lugar a que las empresas reclasifiquen algunos pasivos de corrientes a no corrientes, y viceversa. Esto podría afectar el cumplimiento de los covenants en los contratos de deuda las empresas.

Estas modificaciones son aplicables de forma retroactiva a contar del 1 de enero de 2023. En respuesta a la pandemia de Covid-19, en julio de 2020 el IASB prorrogó en un año su fecha de vigencia, fijada inicialmente para el 1 de enero de 2022, con el fin de proporcionar a las empresas más tiempo para implementar cualquier cambio de clasificación resultante de estas modificaciones. 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 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 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 interpretación de nueva normativa relacionada con la regulación del Sector Eléctrico, cuyos efectos económicos definitivos estarán determinados por las resoluciones de los organismos competentes (ver Nota 4 y 9).
- 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. (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)
- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver Nota 3.f).

En relación a la pandemia de COVID-19, el grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo, podría afectar las valoraciones y estimaciones realizadas por la Administración para determinar los importes en libros de activos y pasivos, con una mayor volatilidad. Al 31 de diciembre de 2020, según la información disponible y considerando un escenario de constante evolución, las principales áreas que requirieron juicio y estimaciones de la Administración fueron las siguientes: i) medición de pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros; ii) determinación de pérdidas por deterioro de activos no financieros; y iii) medición de beneficios a los empleados, incluyendo las hipótesis actuariales.

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

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 31.12.2020			Participación al 31.12.2019		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.722.488-5	Empresa de Transmisión Chena S.A.	Chile	Peso Chileno	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
96.783.910-8	Enel Colina S.A.(i)	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%
96.800.460-3	Luz Andes Ltda. (ii)	Chile	Peso Chileno	-	-	-	-	100,00%	100,00%
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. (v)	Chile	Peso Chileno	-	-	-	-	-	-
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.(v)	Chile	Peso Chileno	-	-	-	-	-	-
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. (iii)	Chile	Dólar Americano	-	-	-	99,99%	-	99,99%
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A. (iii) (*)	Chile	Dólar Americano	99,99%	-	99,99%	-	100,00%	100,00%
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SpA (iii)	Chile	Dólar Americano	-	-	-	0,0%	99,99%	100,00%
76.306.985-0	Diego de Almagro Matriz SpA (iii)	Chile	Dólar Americano	-	-	-	-	100,00%	100,00%
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (iv)	Chile	Dólar Americano	-	-	-	0,04%	99,96%	100,00%
76.321458-3	Almeyda Solar SpA (*)	Chile	Dólar Americano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal SpA (iv)	Chile	Dólar Americano	-	-	-	0,0%	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%
76.126.507-5	Parque Talinay Oriente S.A.	Chile	Dólar Americano	-	60,9%	60,9%	-	60,9%	60,9%
76.924.079-9	Enel X Chile Spa	Chile	Peso Chileno	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%

(*) Con fecha 1 de enero de 2021, se produjo la fusión por incorporación de Almeyda Solar SpA en Enel Green Power Chile S.A., siendo esta última la continuadora legal.

(**) Con fecha 1 de enero de 2021, se perfeccionó la división de Enel Distribución Chile S.A., surgiendo de este proceso una nueva Compañía denominada Enel Transmisión Chile S.A., a la que se le asignaron los activos y pasivos asociados al segmento de transmisión de energía eléctrica, e incorporándose a ella la totalidad de los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida.

(***) La Compañía Empresa Nacional de Geotermia S.A. se encuentra en proceso de liquidación al 31 de diciembre de 2020.

Este proceso fue desarrollado para dar cumplimiento a las exigencias relativas al giro exclusivo de distribución, de acuerdo a las últimas modificaciones al Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fijó el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1-1982 del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos.

2.4.1 Variaciones al perímetro de consolidación al 31 de diciembre de 2020

- i. Con fecha 14 de abril de 2020 Empresa Eléctrica de Colina Ltda. realizó el cambio de su razón social al de Enel Colina S.A..
- ii. Con fecha 1 de enero de 2020, se produjo la fusión por incorporación de Luz Andes Ltda. en Enel Distribución Chile S.A, siendo esta última la continuadora legal.
- iii. Con fecha 1 de marzo de 2020, se produjo la fusión por incorporación de Enel Green Power Chile Ltda. en Enel Green Power del Sur SpA, siendo esta última la continuadora legal. Esta operación fue aprobada por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Green Power del Sur SpA, celebrada con fecha 27 de febrero de 2020. Posteriormente con fecha 14 de abril de 2020 Enel Green Power del Sur SpA realizó el cambio de su razón social al de Enel Green Power Chile S.A..

En esta misma fecha, se llevó a cabo la fusión por incorporación de Parque Eólico Valle de los Vientos SpA y Diego de Almagro Matriz SpA en Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., siendo esta última la continuadora

legal. Esta operación fue aprobada por las Junta Extraordinarias de Accionistas de Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. y Parque Eólico Valle de los Vientos SpA, ambas celebradas con fecha 27 de febrero de 2020.

- iv. Con fecha 1 de julio de 2020, se produjo la fusión por incorporación de Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. en Parque Eólico Taltal SpA, siendo esta última la continuadora legal. Posteriormente, con fecha 1 de agosto de 2020, se llevó a cabo la fusión por incorporación de Parque Eólico Taltal SpA en Almeyda Solar SpA, siendo esta última compañía la continuadora legal.
- v. 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..

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 31.12.2020			Participación al 31.12.2019		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.48.940-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%
77.657.779-2	Enel AMPCI Ebus Chile SpA (*)	Chile	Dólar Americano	-	20,00%	20,00%	-	-	-

(*) Con fecha 11 de junio de 2020 nuestra subsidiaria Enel X Chile SpA adquirió el 20% del holding Enel AMPCI Ebus Chile SpA al grupo AMP Capital.

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 31.12.2020			Participación al 31.12.2019		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Peso Chileno	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%

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.

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de aplicar una “prueba de concentración” que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

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. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
4. Los cambios en la participación en las 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.
5. 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. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

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".

2.8. Moneda Funcional

La moneda funcional y de presentación de los estados financieros consolidados de Enel Chile es el Peso Chileno, por ser esta la moneda del entorno económico principal en que opera la compañía.

Toda la información presentada en Pesos Chilenos, ha sido redondeada a la unidad de mil (M\$) o de millón (MM\$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

2.9. Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

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).

Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, 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 las 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.

Hiperinflación Argentina

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina ha sido considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 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 los tres años anteriores.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de la sucursal Argentina que posee Enel Generación Chile S.A., subsidiaria de Enel Chile, 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 consolidados.

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

	Índice general de precios
Desde enero a diciembre de 2018	47,83%
Desde enero a diciembre de 2019	53,64%
Desde enero a diciembre de 2020	36,13%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados se detallan en la Nota 34.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

a) Propiedades, planta y equipo

Las Propiedades, plantas y equipos se valoran, 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 aptos, 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. Por otra parte, se suspende la capitalización de intereses en los periodos que se haya interrumpido el desarrollo de actividades para un activo apto, si estos periodos se extienden en el tiempo. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 16 b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 16 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. Los cambios en la medición de dicha provisión, que se deriven de modificaciones en el monto o calendario estimado de los desembolsos futuros requeridos para cancelar la obligación, o cambios en la tasa de descuento, se añaden o deducen del costo del activo según corresponda (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 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, excepto que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento.

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 17.

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 31 de diciembre de 2020 y 2019, los activos intangibles con vida útil indefinida ascendieron a M\$14.605.574 y M\$16.455.724, respectivamente, relacionados fundamentalmente con servidumbres y derechos de agua.

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 consolidados, 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 criterio utilizado para identificar las UGEs se basa esencialmente, en línea con la visión estratégica y operativa de la administración, en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que el Grupo opera y en la organización corporativa.

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 tres 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 2020, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones se ubicaron entre un 2,0% y un 2,9%.

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 2020 se ubicaron entre un 6,3% y un 8,2%.

El enfoque utilizado por la compañía para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- Evolución de la demanda: la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por la compañía respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.
- Precios de compra y venta de energía: se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del “pool” previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.
- Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada del Grupo se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio, de normativas de calidad de servicio que determina el regulador y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Administración. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red, así como las inversiones necesarias para llevar a cabo la implementación del plan de mejora tecnológica (Smart Meters).
- Hidrología y ERNC: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.
- Costos de combustibles para la estimación de los costos de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados “forward” y estimaciones disponibles de analistas.
- Costos fijos: se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.
- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el ejercicio 2020, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro al 31 de diciembre de 2019, no fueron significativas y los

flujos de caja generados durante el ejercicio 2020 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho período, con excepción de los efectos generados por la pandemia de COVID-19. A pesar del grado de incertidumbre de la evolución del entorno macroeconómico en el corto plazo, producto de COVID-19, la Administración ha evaluado los escenarios de recuperación y ha determinado que no existe evidencia de deterioro en las UGEs del Grupo, que hagan necesario realizar una estimación de su valor en uso.

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.

f.1) Arrendatario

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. La tasa incremental por préstamos, es la tasa de interés que la compañía tendría que pagar

por pedir prestado por un plazo similar, y con una seguridad semejante, los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico parecido. El Grupo determina su tasa incremental por préstamos utilizando datos observables (como tasas de interés de mercado) o realizando estimaciones específicas cuando no existen tasas observables disponibles (por ejemplo, para las subsidiarias que no realizan transacciones de financiamiento) o cuando deben ajustarse para reflejar los términos y condiciones del arrendamiento (por ejemplo, cuando los arrendamientos no están en la moneda funcional de la subsidiaria).

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 si es razonablemente seguro que el grupo ejercerá esa opción; iv) precio de ejercicio de una opción de compra, si es razonablemente seguro que el Grupo ejercerá dicha opción; y v) penalizaciones por término del arriendo en caso de existir.

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 gasto por intereses se reconoce como costo financiero 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.

Los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento se presentan por separado de otros activos y pasivos, respectivamente, en el estado de situación financiera consolidado.

f.2) Arrendador

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 13) 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 equivalentes al efectivo

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 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. Se determina como del producto de: i) la probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default); ii) la pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default); y la exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default).

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

- **Enfoque general:** aplicado a activos financieros distintos de las cuentas por cobrar comerciales, 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.

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, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.
- 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, cuando es posible hacerlo, y la LGD a través de un modelo interno que considera la tasa de recuperación y otras características contractuales y financieras de las cuentas por cobrar. La pérdida crediticia esperada se obtiene multiplicando ambos factores por la EAD, que se define como la exposición contable en la fecha de reporte, incluidas las facturas emitidas pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.

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.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, puede aplicarse un ajuste prospectivo 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 discontinúa 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, entendiéndose 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.

Los estados financieros de las asociadas o negocios conjuntos se preparan para el mismo período sobre el que se informa que el Grupo. Cuando es necesario, se realizan ajustes para alinear las políticas contables con las del Grupo.

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.

I) 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, otro resultado integral 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 independientes.

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 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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 de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el período, excluyendo el número promedio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción diluida 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 más el número promedio ponderado de acciones ordinarias que se emitirían al convertir todas las acciones ordinarias potenciales con efectos dilusivos en acciones ordinarias, si existieran.

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.

Los gastos de emisión y colocación de acciones directamente relacionados a una probable transacción futura, se registran como gastos anticipados en el estado de situación financiera. Estos gastos se registran en el patrimonio neto una vez que la emisión y colocación de acciones se realice, o en resultados cuando la condición cambia y ya no se espera que la transacción ocurra.

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 N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía (“Ley Eléctrica”) y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998.

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

Bajo dependencia del Ministerio de Energía, se encuentra el organismo regulador del sector eléctrico (la Comisión Nacional de Energía) y el ente fiscalizador (la Superintendencia de Electricidad y Combustibles). El Ministerio cuenta, además, con la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), 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 la seguridad del servicio, ii) Garantizar una operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico y iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus principales actividades se destaca: coordinar el Mercado Eléctrico, autorizar conexiones, gestionar servicios complementarios, implementar sistemas de información pública, monitorear la competencia y la cadena de pagos, entre otros.

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

En la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades: Generación, Transmisión y Distribución. Las instalaciones eléctricas asociadas a estas tres actividades tienen obligación de operar en forma interconectada y coordinada, con el objetivo principal de proveer energía eléctrica al mercado al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica.

Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

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

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

Límites a la Integración y Concentración

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

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

a.1 Segmento de Generación

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

- **Clientes Libres**, que son aquellos usuarios que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW (principalmente industriales y mineros), 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 suministradores.
- **Empresas Distribuidoras**, que entregan suministro de sus clientes regulados. Las empresas distribuidoras compran energía a las empresas generadoras mediante un proceso de licitaciones públicas reguladas por la CNE.
- **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 N°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 N°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 la construcción de esta. 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 los cargos 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, 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 un estudio 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.

El 21 de diciembre de 2019, el Ministerio de Energía publicó la Ley N°21.194 (Ley Corta) que rebaja la Rentabilidad de las Empresas Distribuidoras y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica.

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, la CNE encarga un estudio 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, incluyendo algunas restricciones que las empresas distribuidoras reales enfrentan. 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, calculada cada cuatro años por la CNE, que no puede ser menor al 6% ni mayor a 8% anual después de impuesto.

Posteriormente, se estructuran las tarifas y se valida la tasa de rentabilidad económica después de impuesto, la cual no puede diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE.

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

Leyes 2019 - 2020

(i) Ley N°21.185 – Crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas.

Con fecha 2 de noviembre de 2019, el Ministerio de Energía, publica la Ley N°21.185 que crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas. Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados son los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán “Precio Estabilizado a Cliente Regulado” (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrán ser superior al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado). Las diferencias de facturación que se produzcan generarán una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de MMUSD 1.350 hasta el 2023. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027. Las disposiciones técnicas de este mecanismo se encuentran establecidas en la Resolución Exenta N°72/2020, de la Comisión Nacional de Energía, y sus modificaciones.

(ii) Ley N°21.194 - Rebaja la Rentabilidad de las Empresas de Distribución y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica

Con fecha 21 de diciembre de 2019, el Ministerio de Energía, publica Ley N°21.194 la cual rebaja la Rentabilidad de las Empresas de Distribución y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica. Por medio de esta Ley, se elimina la proporción de dos tercios para el estudio VAD realizado por la CNE y un tercio para el estudio VAD realizado por las empresas de distribución, reemplazándose por un único estudio solicitado por la CNE. Por otro lado, se modifica la tasa de actualización para el cálculo de los costos anuales de inversión pasando del 10% real anual a una tasa calculada por la CNE, cada cuatro años, que no puede ser menor al 6% ni mayor a 8% anual después de impuesto. La tasa de rentabilidad económica después de impuestos de las empresas distribuidoras, no deberá diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE. Adicionalmente, a partir de enero 2021 las empresas distribuidoras deben tener giro exclusivo.

(iii) Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176 que determina el alcance de la obligación de Giro Exclusivo y Contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley 21.194.

De acuerdo con esta Resolución y sus modificaciones, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias que establezca la ley y la normativa vigente. Las exigencias contenidas en la mencionada Resolución se aplicarán a contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022.

(iv) Ley N°21.249 – Dispone de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. Última modificación Ley N°21.301

El 8 de agosto de 2020 se aprobó el proyecto de Ley sobre Servicios Básicos que contempla medidas extraordinarias de apoyo a los clientes más vulnerables, medidas que en su mayoría la empresa Enel Distribución Chile venía aplicando de manera voluntaria. Entre las medidas señaladas está la suspensión de corte por deudas de suministro y la posibilidad de firmar convenios de pago en cuotas por deudas de suministro, en ambos casos, a un universo de clientes vulnerables. El beneficio de no corte tenía una duración de 90 días siguientes a la publicación de la Ley, y las deudas que se acumularan sobre los clientes que se hubieren acogido a esta medida debían ser canceladas en un máximo de 12 cuotas desde el término del plazo de gracia.

El 29 de diciembre de 2020 se promulgó la Ley N°21.301, que prorrogó los plazos definidos en la Ley N°21.249, fijándose la duración del beneficio a 270 días siguientes a la promulgación de esta nueva Ley en vez de los 90 días iniciales. Así también, la cantidad de cuotas se modifica a máximo 36 en reemplazo de las 12 cuotas máximas definidas con anterioridad.

(v) Ley N°21.304 - Sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes

El 12 de enero de 2021 se publicó la Ley sobre clientes electrodependientes, que son aquellas personas que para el tratamiento de la patología que padecen, se encuentran en condición de hospitalización domiciliaria y necesitan permanecer conectadas físicamente, de forma continua o transitoria, a un dispositivo de uso médico que requiere suministro eléctrico para su funcionamiento.

La ley establece que las empresas concesionarias deben llevar un registro de las personas electrodependientes con residencia en su respectiva zona de concesión, que cuenten con un certificado del médico tratante que acredite dicha condición, con la indicación del dispositivo de uso médico que requieren para su tratamiento y sus características.

Por otro lado, las empresas concesionarias deben implementar las soluciones técnicas que permitan mitigar los efectos de interrupciones del suministro eléctrico, junto con priorizar el restablecimiento del servicio donde residan personas electrodependientes. Además, deben incorporar entre el sistema de conexión central del domicilio y los dispositivos de uso médico, un mecanismo de medición de consumo de costo de la empresa, medición que deberá ser descontada del total mensual de consumo del domicilio.

Esta ley entrará en vigencia una vez que se dicte el reglamento respectivo, dentro del plazo de seis meses contado desde la publicación de esta ley.

(vi) - Proyecto de Ley Portabilidad Eléctrica

El día 9 de septiembre de 2020 ingresó en la Cámara de Diputados el proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad eléctrica que tiene como objetivo modificar la Ley General de Servicios Eléctricos para introducir la figura del comercializador de energía. De esta manera se desacoplan todos los servicios que se pueden ofrecer a los clientes finales de la empresa distribuidora, con el objetivo de que esta última se dedique exclusivamente a la operación de sus redes. Se contempla un período transitorio, que será definido mediante futuros decretos, para que consumidores regulados de ciertas zonas puedan ir gradualmente obteniendo la libertad de escoger a su comercializador. El principal punto a discutir en este proyecto de ley trata respecto a la gradualidad de la liberalización del mercado por cuanto se podrían afectar los contratos regulados ya existentes.

Plan Normativo CNE 2020

Mediante Resolución Exenta N°776, de fecha 16 diciembre de 2019, 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 2020. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2020 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2019, cuya elaboración continúa en desarrollo durante el año 2020.

Por medio de las Resoluciones Exentas N°231 y N°313, de fecha 30 de junio de 2020 y 19 de agosto de 2020 respectivamente, se modifica la Resolución Exenta N°776 respecto al plan normativo 2020.

Plan Normativo CNE 2021

Mediante Resolución Exenta N°471, de fecha 15 diciembre de 2020, 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 2021. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2021 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2020 cuyo proceso de elaboración iniciará o continuará durante el año 2021.

Reglamentos Publicados 2019 - 2020

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

Reglamento de la Coordinación y Operación Sistema Eléctrico Nacional. Con fecha 20 de diciembre de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°125/2017 correspondiente al Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Reglamento Norma 4. Con fecha 05 de marzo de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°8/2019 correspondiente al Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica.

Reglamento de Valorización de la Transmisión. Con fecha 13 de junio de 2020, el Ministerio de Energía, publicó el Decreto N°10/2019 correspondiente al Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión.

Reglamento Netbilling. Con fecha 24 de septiembre de 2020, el Ministerio de Energía, publicó el Decreto N°57/2019 correspondiente al Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo.

Reglamento Planificación de la Transmisión. Con fecha 30 de octubre de 2020, reingresó a la Contraloría General de la República, el Decreto N°37/2019 que aprueba el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el cual continúa en trámite.

Modificación Reglamento de Potencia de Suficiencia. Con fecha 26 de diciembre de 2020, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°42 que modifica el Reglamento de Potencia vigente en el Decreto Supremo 62/2006. Este reglamento incorpora el Estado de Reserva Estratégica el cual reconoce una proporción de potencia de suficiencia a centrales que se retiren del sistema en el marco del plan de descarbonización durante 5 años desde el anuncio.

Adicionalmente, se establece una metodología de cálculo para reconocer potencia de suficiencia a centrales hidráulicas con capacidad de almacenamiento.

Expansión de la Transmisión

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 publicó el Decreto Exento N°293/2018 que 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 (modificado posteriormente mediante Decreto Exento N°202/2019 de fecha 13 de agosto de 2019).

Con fecha 9 de enero de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto Exento N°4/2019 que fija las Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes.

Plan de Expansión de la Transmisión 2018

Cumpliendo con las etapas del proceso estipuladas en la legislación, con fecha el 24 de septiembre de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto Exento N°231/2019 que fija las Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes.

El 10 de agosto de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto Exento N°198/2019 que 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, correspondientes al plan de expansión del año 2018.

Plan de Expansión de la Transmisión 2019

Cumpliendo con las etapas del proceso estipuladas en la legislación, con fecha el 2 de octubre de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto Exento N°185/2020 que fija las Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2019.

El 14 de septiembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto Exento N°171/2020 que 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, correspondientes al plan de expansión del año 2019.

Plan de Expansión de la Transmisión 2020

De acuerdo al artículo 91° de la Ley 20.936/2016, que establece el Procedimiento de Planificación de la Transmisión, el Coordinador Eléctrico Nacional envió a la CNE la propuesta de expansión de los distintos segmentos de la transmisión con fecha 22 de enero de 2020. Posteriormente, CNE convocó a todos los interesados a presentar propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión hasta el día 22 de abril de 2020, plazo que fue prorrogado al 27 de mayo de 2020 mediante Resolución Exenta CNE N°132/2020.

c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

c.1 Fijación Tarifas de Distribución 2016 - 2020

El proceso de fijación de tarifas para el cuatrienio 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 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 eléctricas del segmento de distribución vigentes hasta la próxima fijación tarifaria.

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.

Las tarifas a cliente final que han regido durante el 2020 son determinadas sobre la base de los siguientes decretos y resoluciones:

- i) Decreto N°11T/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 rige 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 cuatrienio 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 a partir de su fecha de publicación.
- 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 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 promedio en el sistema eléctrico nacional 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 promedio en el sistema eléctrico nacional y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de julio de 2019.

El 2 de noviembre de 2019, el Ministerio de Energía publicó la Ley N°21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regularización de tarifas. El Artículo 5° de esta Ley deroga el Decreto 7T/2019, quedando sin efecto y extendiéndose la vigencia del Decreto N°20T/2018 desde su vigencia original hasta la publicación del decreto de precio de nudo promedio que corresponda posterior a la entrada en vigencia de la Ley.

Con fecha 2 de noviembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°6T/2020, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1 de enero de 2020. Dado el mecanismo de estabilización de precios, la publicación de este decreto no tuvo efecto en la tarifa del cliente regulado final.

-Precios de Nudo de Corto Plazo:

Con fecha 23 de octubre de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°9T/2019, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de octubre de 2019.

Con fecha 7 de abril de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°2T/2020, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de abril de 2020.

Con fecha 3 de diciembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°12T/2020, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de octubre de 2020.

c.2 Fijación Tarifas de Distribución 2020- 2024

Mediante la Resolución Exenta N°24, de fecha 21 de enero de 2020, la CNE publicó las Bases Técnicas Preliminares para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución para el cuatrienio 2020-2024 y el Estudio de costos de servicios asociados al suministro de electricidad, dando inicio al proceso de fijación de tarifas de distribución para el cuatrienio correspondiente.

Siguiendo con las etapas del proceso establecidas por la legislación, los interesados realizaron observaciones a las bases y se presentaron discrepancias ante Panel de Expertos. Posteriormente, con fecha 11 de junio de 2020, CNE publicó las Bases Técnicas Definitivas mediante Resolución Exenta N°195.

Con fecha 17 de julio de 2020, por medio de Resolución Exenta N°256, se constituyó el Comité del Estudio de Costos establecido en el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos. Por medio de las Resoluciones Exentas N°336 y N°366, de fecha 1 de septiembre de 2020 y 24 de septiembre de 2020 respectivamente, se incluyeron actualizaciones a la Resolución Exenta N°256 respecto a los representantes titular y suplente.

El 18 de agosto de 2020, la CNE informó de la adjudicación del estudio del Valor Agregado de Distribución 2020-2024 a la empresa INECON, la cual completó su cuarta adjudicación para este tipo de estudios.

El 17 de noviembre de 2020, se entregó el Avance N°1 del estudio y por medio de Resolución Exenta N°4, con fecha 7 de enero de 2021, se prorrogaron los plazos de entrega del Informe de Avance N°2 e Informe Final para el 8 de febrero de 2021 y 8 de marzo de 2021 respectivamente.

c.3 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.

De acuerdo a la legislación, una nueva fijación de precios de los Servicios no Consistentes en Suministros de Energía asociados a la distribución eléctrica será realizada con ocasión del proceso de Fijación de Tarifas de Distribución 2020-2024.

c.4 Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal

Con fecha de 5 de octubre de 2018, el Ministerio de Energía publicó 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.5 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, a fines del 2017 el Regulador emitió el informe técnico preliminar definiendo qué instalaciones de transmisión corresponden a cada segmento (Nacional, Zonal y Dedicado). Cumpliéndose con las etapas establecidas por la normativa, con fecha 09 de abril de 2019, la CNE mediante Resolución Exenta N°244 emitió el Informe Técnico Definitivo.

Por otra parte, para efectos del proceso de Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión, con fecha 05 de junio de 2018, la CNE aprobó 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 a fines del 2017. En términos generales, dicho documento 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.

Dando cumplimiento a las etapas contempladas por la Ley, la CNE mediante la Resolución Exenta N°272, con fecha 26 de abril de 2019, aprobó las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la realización de los Estudios de Valorización de los Sistemas de Transmisión. Con fecha 11 de diciembre de 2019, la CNE emitió la Resolución Exenta N°766 que rectifica la resolución anterior.

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. Adicionalmente, mediante Resolución Exenta N°678 con fecha 24 de octubre de 2019, aprobó el Contrato de Prestación de Servicios para la realización del Estudio de Transmisión Nacional, mientras que con fecha 7 de enero de 2020, aprobó el Contrato de Prestación de Servicios para la realización del Estudio de Transmisión Zonal y Dedicado.

Respecto de los estudios de valorización de las instalaciones, en octubre de 2020 se emitió el Informe Final Definitivo del Sistema de Transmisión Nacional y 13 de noviembre de 2020 se realizó la Audiencia Pública. En noviembre de 2020 se emitió el Informe Final Definitivo del Sistema de Transmisión Zonal y Dedicado y el 2 de diciembre de 2020 se realizó la Audiencia Pública.

c.6 Licitaciones de suministro (PPA regulados)

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.

Se contempla un futuro proceso de licitación 2021/01 con período de suministro el año 2026-2040, y un volumen de 2.310 GWh/anual. La presentación de ofertas es el 28 de mayo de 2021.

5. COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN

Proyecto de Reorganización Societaria

Considerando la alta prioridad que tienen las energías renovables en la estrategia del Grupo, 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 Depositary 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 eran 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 prorrato 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%.

El registro contable de esta fusión se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.7.5 y originó un cargo a Otras reservas varias en el Patrimonio neto de Enel Chile por M\$ 407.354.462 (ver nota 27.5.c.v).

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

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Efectivo en caja	42.660	31.416
Saldos en bancos	330.471.774	24.960.269
Depósitos a corto plazo	591.570	14.600.772
Otros instrumentos de renta fija	930.009	196.092.043
Total	332.036.013	235.684.500

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 Otros instrumentos de renta fija, corresponde 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:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Moneda	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Pesos Chilenos	300.357.148	209.818.277
Pesos Argentinos	3.977.675	7.096.519
Euros	83.819	654.319
Dólares Estadounidenses	27.617.371	18.115.385
Total	332.036.013	235.684.500

c) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en "Otros pagos por actividades de operación" incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo:

En miles de pesos chilenos - M\$			
Otros pagos de actividades de operación	2020	2019	2018
IVA débito fiscal	(135.096.018)	(123.065.058)	(111.371.155)
Impuesto sobre emisiones	(23.800.541)	(15.563.495)	(16.437.441)
Otros	(11.394.034)	(15.871.496)	(9.543.503)
Total	(170.290.593)	(154.500.049)	(137.352.099)

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

En miles de pesos chilenos - M\$												
Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2020	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo					al 31.12.2020	
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos		Otros cambios
Deuda Financiera Corriente	158.284.616	199.395	(150.878.247)	(137.759.315)	(288.438.167)	-	(1.893.193)	3.280.020	133.794.543	-	152.545.857	157.573.676
Deuda Financiera No Corriente	2.470.532.068	484.520.001	(4.791.827)	-	479.728.174	-	12.628.182	(165.703.734)	2.646.905	-	(151.799.376)	2.648.032.219
Pasivos por arrendamientos (Nota 21)	53.407.689	-	(4.940.582)	(1.492.089)	(6.432.671)	-	-	48.124	2.137.451	2.704.926	-	51.865.519
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(4.862.949)	708.062	-	-	708.062	-	(4.578.826)	(7.756.977)	-	-	-	(16.490.690)
Total	2.677.361.424	485.427.458	(160.610.656)	(139.251.404)	185.565.398	-	6.156.163	(170.132.567)	138.578.899	2.704.926	746.481	2.840.980.724

En miles de pesos chilenos - M\$												
Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2019	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo					al 31.12.2019	
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos		Otros cambios
Deuda Financiera Corriente	408.415.562	-	(350.652.302)	(133.788.145)	(484.440.447)	-	-	9.096.964	134.487.859	-	90.724.678	158.284.616
Deuda Financiera No Corriente	2.140.557.500	283.799.437	-	-	283.799.437	-	7.924.704	137.637.204	-	-	(99.386.777)	2.470.532.068
Pasivos por arrendamientos (Nota 21)	14.476.449	-	(4.498.202)	(641.609)	(5.139.811)	-	-	4.437.228	1.815.169	37.818.654	-	53.407.689
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(43.213.556)	1.823.783	-	-	1.823.783	-	38.471.730	(2.231.057)	-	-	286.151	(4.862.949)
Total	2.520.235.955	285.623.220	(355.150.504)	(134.429.754)	(203.957.038)	-	46.396.434	148.940.339	136.303.028	37.818.654	(8.375.948)	2.677.361.424

En miles de pesos chilenos - M\$												
Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2020	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo					al 31.12.2018	
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos		Otros cambios
Deuda Financiera Corriente	15.760.182	287.759.113	(168.350.483)	(115.801.821)	3.606.809	71.502.040	24.229.123	9.525.539	149.103.648	-	134.688.221	408.415.562
Deuda Financiera No Corriente	769.169.018	1.278.023.491	(674.473.125)	-	603.550.366	649.261.789	2.541.108	261.981.228	-	-	(145.946.009)	2.140.557.500
Pasivos por arrendamientos (Nota 21)	14.608.915	-	(1.889.685)	(739.070)	(2.628.755)	-	-	1.757.219	739.070	-	-	14.476.449
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(50.828.136)	-	-	-	-	(5.495.214)	21.619.259	(8.509.465)	-	-	-	(43.213.556)
Total	748.709.979	1.565.782.604	(844.713.293)	(116.540.891)	604.528.420	715.268.615	48.389.490	264.754.521	149.842.718	-	(11.257.778)	2.520.235.955

(1) Corresponde al devengamiento de intereses.

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$				
Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	127.854	127.854	2.326.480	2.349.223
Activos financieros medidos a costo amortizado	808.692	860.425	-	-
Instrumentos derivados de cobertura	1.000.964	322.316	16.422.737	4.871.397
Instrumentos derivados no cobertura	1.414.894	-	1.911.233	-
Total	3.352.404	1.310.595	20.660.450	7.220.620

8. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

a) Otros activos no financieros

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$				
Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
IVA crédito fiscal y otros impuestos	8.575.080	19.497.233	46.638.860	19.799.224
Gastos pagados por anticipados	9.991.447	12.329.859	-	-
Depósito en garantía	-	-	128.724	1.873.625
Créditos derechos de agua	-	-	7.910.531	7.670.114
Repuestos con programación de consumo superior a 12 meses	-	-	7.543.841	5.773.991
Otros	1.235.046	2.807.471	3.565.259	2.933.230
Total	19.801.573	34.634.563	65.787.215	38.050.184

b) Otros pasivos no financieros

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$				
Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
IVA débito fiscal y otros impuestos	40.117.141	31.616.664	-	-
Aportes Financieros Reembolsables	-	-	1.177.968	1.302.759
Ingresos diferidos por servicios de empalmes	3.860.816	9.283.177	-	-
Ingresos diferidos por servicios de traslado de redes	1.473.486	2.845.708	-	-
Ingresos diferidos por otros servicios	954.609	1.088.498	-	-
Otros	760.529	674.336	-	-
Total	47.166.581	45.508.383	1.177.968	1.302.759

9. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	619.626.310	445.129.898	566.919.977	313.574.385
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	531.179.316	377.160.616	500.040.783	191.966.929
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	8.556.146	62.602.528	13.158.795	117.873.340
Otras cuentas por cobrar, bruto	79.890.848	5.366.754	53.720.399	3.734.116

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	554.886.639	445.016.566	511.455.330	313.574.385
Cuentas comerciales por cobrar, neto	481.442.020	377.047.284	456.552.682	191.966.929
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	4.072.738	62.602.528	11.121.878	117.873.340
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	69.371.881	5.366.754	43.780.770	3.734.116

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Recuperos de aseguradoras	20.325	-	2.011.406	-
Cuentas por cobrar al personal	13.256.252	4.442.878	10.017.453	3.308.861
Anticipos proveedores y acreedores	43.102.611	909.661	19.864.669	415.787
Indemnización siniestros centrales Tarapacá y Bocamina 1	5.360.345	-	-	-
Otras	7.632.348	14.215	11.887.242	9.468
Total	69.371.881	5.366.754	43.780.770	3.734.116

a.1) Incremento en cuentas por cobrar comerciales y otras por cobrar:

El principal incremento al 31 de diciembre de 2020 se evidencia en las cuentas por cobrar de largo plazo, las cuales aumentaron en M\$185.193.687 respecto al cierre de 2019. Esta variación, en lo fundamental, se explica por lo siguiente:

Con fecha 2 de noviembre de 2019 se publicó la Ley N°21.185 del Ministerio de Energía, la cual creó un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes Sujetos a Regulación de Tarifas. Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a transferir a clientes regulados son los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán "Precio Estabilizado a Cliente Regulado" (PEC).

Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrán ser superior al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado).

Las diferencias que se produzcan entre la facturación aplicando el mecanismo de estabilización y la facturación teórica, considerando el precio que se hubiere aplicado de conformidad a las condiciones de los respectivos contratos con las empresas de Distribución de Energía Eléctrica, generarán una cuenta por cobrar a favor de las empresas de Generación de Energía Eléctrica con un límite de MMUS\$1.350 hasta el 2023. Todas las diferencias de facturación se controlarán en dólares estadounidenses y no devengarán remuneración financiera hasta el 31 de diciembre de 2025. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

La aplicación de la mencionada Ley, origina un mayor rezago en la facturación y recaudación de las ventas generadas en nuestro segmento de Generación de Energía Eléctrica, con el correspondiente impacto financiero y contable que la situación conlleva. Para el caso de nuestro segmento de Distribución de Energía Eléctrica, los efectos financieros y contables se neutralizan (principio de pass-through).

Con fecha 14 de septiembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía publicó la Resolución N° 340 Exenta, que modificó las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley de Estabilización Tarifaria. Esta Resolución aclaró que el pago a cada suministrador “deberá irse imputando al pago de Saldos de manera cronológica, pagándose de los Saldos más antiguos a los más nuevos” y no de manera ponderada sobre el total de Saldos pendientes de pago, como la Industria interpretaba hasta dicha fecha.

Además, esta Resolución estableció que el pago de Saldos se realizará con el dólar observado del sexto día hábil siguiente al día de publicación del Cuadro de Pago de Saldos del Coordinador, en reemplazo del dólar promedio del mes de facturación, como estaba establecido hasta ese momento.

Como efecto de las situaciones antes expuestas y después de eliminar las transacciones entre empresas relacionadas, a continuación, se resumen los efectos contables registrados por el Grupo:

- Clasificación como no corrientes en cuentas comerciales por cobrar por M\$370.276.397 al 31 de diciembre de 2020 (M\$182.076.569 al 31 de diciembre de 2019) y proveedores por compra de energía por M\$112.895.627 (M\$53.941.373 al 31 de diciembre de 2019), ver nota 24.
- **Menores ingresos por ventas de energía** por M\$10.864.866 al 31 de diciembre de 2020 (M\$3.782.091 al 31 de diciembre de 2019).
- **Menores costos en compras de energía** por M\$3.515.292 (M\$1.181.163 al 31 de diciembre de 2019).
- **Mayores ingresos financieros** por M\$15.328.829 al 31 de diciembre de 2020, de los cuales M\$11.887.346 corresponden al efecto de la aplicación de la Resolución N°340 Exenta (mayores ingresos por M\$5.225.739 al 31 de diciembre de 2019), ver Nota 34.
- **Mayores costos financieros** por M\$(4.518.268) al 31 de diciembre de 2020, de los cuales M\$3.206.420 corresponden a mayores costos financieros provenientes de la Resolución N°340 Exenta (mayores costos financieros por M\$19.062.333 al 31 de diciembre de 2019), ver Nota 34.
- **Pérdida por diferencias de cambio neta** por M\$25.260.383 al 31 de diciembre de 2020 (M\$3.835.024 al 31 de diciembre de 2019), por la dolarización de las cuentas por cobrar pendientes de facturación, ver Nota 34.

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 diciembre de 2020 y 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.

a.2) Cesión de derechos por cobrar a clientes del segmento de distribución

Con fecha 28 de diciembre de 2020, Enel Distribución Chile e Inter-American Investment Corporation celebraron un contrato marco en virtud del cual, de tiempo en tiempo, nuestra subsidiaria podrá efectuar la cesión de derechos de cobros de que sea titular y que deriva una parte de cuentas por cobrar por las ventas de energía realizadas a ciertos segmentos de clientes. En este contexto, con fecha 30 de diciembre de 2020, Enel Distribución Chile efectuó la primera de cesión de derechos de cobros por un monto de M\$44.797.737 y, siguiendo el criterio contable descrito en nota 3.g.6), el ingreso de efectivo obtenido en la transacción implicó dar de baja las cuentas por cobrar y el reconocimiento de un gasto financiero por M\$533.615.

Como se indicó el párrafo precedente, Enel Distribución Chile puede seguir realizando, de tiempo en tiempo, nuevas cesiones de derechos de cobro. La concreción o no de las referidas ventas, dependerá del análisis y evaluación continua que la Administración realice de las necesidades de caja y condiciones de mercado.

a.3) Otros

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

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

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

b) Deudores por arrendamientos financieros

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los cobros futuros derivados de los deudores por arrendamientos financieros, son los siguientes:

	al 31.12.2020			al 31.12.2019		
	Bruto	Interés	Valor Presente	Bruto	Interés	Valor Presente
Hasta un año	8.560.073	4.487.336	4.072.737	15.313.622	4.191.744	11.121.878
Más de un año y no más de dos años	10.294.652	1.735.758	8.558.894	17.350.359	3.919.937	13.430.422
Más de dos años y no más de tres años	10.266.956	1.692.482	8.574.474	17.350.359	3.630.136	13.720.223
Más de tres años y no más de cuatro años	10.226.534	1.309.548	8.916.986	17.316.251	3.115.800	14.200.451
Más de cuatro años y no más de cinco años	10.118.045	472.760	9.645.285	17.271.708	2.246.896	15.024.812
Más de cinco años	27.488.134	581.244	26.906.890	65.391.395	3.893.963	61.497.432
Total	76.954.394	10.279.128	66.675.266	149.993.694	20.998.476	128.995.218

Los valores corresponden a desarrollo de proyectos de alumbrado público, principalmente a municipalidades, y flota de buses eléctricos para la locomoción colectiva con sus respectivas estaciones de carga.

La disminución de M\$62.319.952 en los deudores por cobrar respecto al 31 de diciembre de 2019, se explica principalmente por la venta, realizada el 19 de agosto de 2020, de contratos de arrendamiento de buses eléctricos de parte de nuestra subsidiaria Enel X Chile a la compañía asociada Enel AMPCI Ebus Chile SpA..

Al 31 de diciembre de 2020 el resultado en la venta de arrendamientos financieros alcanzo a M\$5.090.399, (M\$5.366.871 y M\$3.345.786 al 31 de diciembre de 2019 al 2018, respectivamente). Adicionalmente los ingresos

financieros provenientes de los deudores por arrendamientos alcanzó a M\$1.562.017, (M\$1.446.779 y M\$1.182.229 al 31 de diciembre de 2019 al 2018, respectivamente).

c) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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:

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Con antigüedad menor de tres meses	52.948.476	43.661.270
Con antigüedad entre tres y seis meses	13.513.388	6.462.265
Con antigüedad entre seis y doce meses	8.311.729	5.162.189
Con antigüedad mayor a doce meses	34.485.893	10.668.714
Total	109.259.486	65.954.438

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente
Saldo al 1 de enero de 2019	49.479.880
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	10.047.000
Montos castigados	(4.067.201)
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	4.968
Saldo al 31 de diciembre de 2019	55.464.647
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	15.167.707
Montos castigados	(5.709.371)
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	(69.980)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	64.853.003

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a M\$15.167.707 durante el ejercicio al 31 de diciembre de 2020, lo que representa un incremento de un 51% respecto a la pérdida de M\$10.047.000 registrada durante mismo ejercicio 2019. Este incremento se origina principalmente por los efectos en la economía derivados de COVID-19, un deterioro en la capacidad de pago de un segmento de clientes, un prolongado lockdown con sus efectos en diversas actividades comerciales e industriales y la imposibilidad del corte de suministro a clientes residenciales producto de la Ley N°21.249, denominada Ley de servicios básicos, cuyos plazos fueron prorrogados por la Ley 21.301, entre otros factores. Ver más información en Nota 4.b.iv "Regulación – temas regulatorios", Nota 31 "Deterioro de activos financieros" y Nota 36.5 "Contingencia por COVID -19".

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.

10. 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, no existen provisiones por deudas de dudoso cobro entre entidades relacionadas.

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

Enel Chile S.A. presta servicios administrativos a sus filiales, a través un Contrato de Caja Centralizada mediante el cual financia los déficits de caja o consolida los excedentes de caja de éstas. Estas cuentas pueden tener un saldo deudor o acreedor y son de corto plazo prepagables, cuya tasa de interés es variable y representa las condiciones de mercado. Para reflejar dichas condiciones de mercado, las tasas de interés se revisan periódicamente a través de un procedimiento de actualización aprobado por los Directorios de las empresas involucradas.

10.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de diciembre de 2020 y 2019 son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

En miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes		No corrientes	
							al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	31.032	26.979	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	266.732	146.061	-	-
Extranjera	Enel Green Power Morocco	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	252.803	94.340	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	20.067.363	31.025.024	48.358.915	34.407.142
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Dividendos	Menos de 90 días	616.697	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	42.794	45.069	-	-
Extranjera	Enel Italia S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	534.991	403.854	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	216.185	120.276	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Venta de Gas	Menos de 90 días	-	16.880.527	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Derivados de commodities	Menos de 90 días	22.048.245	2.962.387	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	533.309	467.393	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	-	705.954	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	866.928	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	198.066	473.527	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	164.018	105.320	-	-
Extranjero	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	-	833.336	-	-
Extranjero	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	322.872	-	-	-
Extranjero	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	74.930	26.237	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	1.064.232	725.163	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	162.252	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	404.354	455.544	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	410.946	991.564	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	1.007.511	1.859.205	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	1.342.341	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	489.301	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	55.897	60.670	-	-
Extranjera	Enel Innovation Hubs Srl	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	25.362	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	70.925	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	170.756	1.131.635	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	395.683	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	2.088	267.422	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	653.975	1.509.373	-	-
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	149.525	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	657.232	603.171	-	-
Extranjero	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	405.030	302.697	-	-
Extranjero	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	186.734	1.463.242	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia México S.R.L.	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	34.843	108.327	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	96.267	60.717	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	155.722	34.771	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Perú	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	11.954	12.589	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações LTDA	Brasil	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	6.714	51.895	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações LTDA	Brasil	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	200.977	75.984	-	-
Extranjera	Enel Power Argentina	Argentina	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	269.280	284.876	-	-
Extranjera	Energetica Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	461.677	-	-
Extranjera	Energetica Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	653.567	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA (PTY) LTD	South Africa	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	385.716	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA (PTY) LTD	South Africa	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	110.699	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America Inc	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	141.708	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America Inc	Estados Unidos	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	7.381	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	234.834	168.691	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	1.080.101	1.136.784	-	-
76.802.924-3	Energía y Servicios South America Spa	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	623.843	341.200	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	29.990	26.954	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	60.644	13.781	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	753.544	273.003	-	-
Extranjera	Enel North America Inc	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	192.582	-	-	-
Extranjera	Enel X North America Inc	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	86.685	92.730	-	-
Extranjera	Parque Amistad I Sa De Cv	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	50.264	-	-
Extranjera	Parque Amistad IV Sa De Cv	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	17.590	-	-
Extranjera	Renovables de Guatemala S.A.	Guatemala	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	1.089	-	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	173.263	-	-	-
77.157.781-4	Enel AMPCI Ts1 Holdings SpA	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8.176	-	-	-
77.157.783-0	Enel AMPCI Ts1 SpA	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	41.591	-	-	-
77.157.779-2	Enel AMPCI Ebus Chile SpA	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8.176	-	-	-
		Total					57.976.125	68.182.133	48.358.915	34.407.142

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

En miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes		No corrientes	
							al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	159.940	159.940	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	94.838	86.189	-	-
Extranjera	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	4.576	4.723	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	2.285.642	1.909.747	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.185	2.291	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	651.662	57.324	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	5.397.360	1.984.129	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	14.650.079	4.980.936	-	2.497.660
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	190.879	190.879	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	25.643	25.643	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	891.821	883.576	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	-	49.488	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.395.436	3.249.960	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	1.999.721	2.793.150	-	-
Extranjera	Enel Energia	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	478.207	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	403.225	352.233	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	568.964	1.099.133	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	2.405.919	9.295.836	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	5.042.033	2.857.244	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	1.154.817	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	11.719.059	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	551.776	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	640.692	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	Menos de 90 días	-	55.018.871	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	7.310.421	6.982.284	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	263.443	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	1.381.313	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	2.516.113	2.965.604	-	-
Extranjera	Enel Italia SRL	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	-	6.438.614	-	-
Extranjera	Enel Italia SRL	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	253.605	-	-	-
Extranjera	Enel Italia SRL	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	676.267	9.115.709	-	-
Extranjera	Enel Italia IT	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	243.460	-	-	-
Extranjera	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	35.616	17.950	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	4.782.053	3.017.847	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	2.125.349	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	17.720	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	947.100	681.544	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	21.206.647	19.758.903	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	17.975.839	12.594.833	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	9.249.143	10.666.792	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America Inc	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	315.697	248.051	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	US\$	Prestamo por pagar	Menos de 90 días	3.444.366	-	1.164.044.462	781.875.824
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	134.278	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	459.992	-	-	-
76.802.924-3	Energía y Servicios South America Spa	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	345.708	344.877	-	-
76.802.924-3	Energía y Servicios South America Spa	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	871.748	-	-	-
76.802.924-3	Energía y Servicios South America Spa	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	42.549	107.037	-	-
76.802.924-3	Energía y Servicios South America Spa	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	60.957	-	-	-
76.364.085-K	Energía Marina S.P.A.	Chile	Asociada	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2.357	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	130.664	198.815	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	4.225.269	147.488	-	-
Extranjera	Cesi S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	247.773	890.343	-	-
Extranjera	Tecnatom SA	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	73.842	29.093	-	-
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	360	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	132.587	-	-	-
Total							130.053.962	159.809.887	1.164.044.462	784.373.484

(*) Ver letra d a continuación.

c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados:

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

En miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2020	2019	2018
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Prestaciones de servicios de administración y otros	5.021.265	4.748.244	5.071.453
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(164.410.577)	(99.801.403)	(131.521.989)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	-	-	(1.954.523)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SpA	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	-	-	(3.349.525)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.435.918)	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	Servicios de Ingeniería	(5.097.105)	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(3.800.471)	(4.110.257)	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	-	-	(30.205.373)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal SpA	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	-	-	(4.448.833)
Extranjera	Enel Global Trading SpA	Italia	Matriz Común	Derivados de commodities	(37.771.702)	(12.118.800)	7.584.772
Extranjera	Enel Global Trading SpA	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(2.183.183)	(1.634.832)	(1.213.116)
Extranjera	Enel Global Trading SpA	Italia	Matriz Común	Venta de Gas	-	58.352.346	34.701.425
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos financieros	(35.079.947)	(31.328.749)	(23.253.535)
Extranjera	Enel Italia S.r.l.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	-	(2.699.915)	(1.481.631)
Extranjera	Enel Italia S.r.l.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	(3.139.990)	(2.629.893)
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.r.l.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.172.872)	-	(1.845.425)
Extranjera	Enel Green Power SpA	Italia	Matriz Común	Servicios de Ingeniería	(7.263.535)	-	-
Extranjera	Enel Green Power SpA	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(4.674.437)	(3.898.762)	(4.257.363)
76.802.924-3	Energía y Servicios South America SpA	Chile	Matriz Común	Servicios Informáticos	(2.128.624)	-	-

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, 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 31 de diciembre de 2020 asciende a US\$400 millones equivalentes a M\$284.380.000, mientras que al 31 de diciembre de 2019 ascendía a US\$400 millones equivalentes a M\$299.496.000. Al 31 de diciembre de 2020, esta deuda no presenta intereses devengados debido a que el pago de éstos se efectuó el 31 de diciembre de 2020.
- 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 31 de diciembre de 2020 esta línea no se encuentra girada.
- El 3 de enero de 2020, Enel Finance International NV otorgó a Enel Chile S.A. un crédito denominado en dólares estadounidenses por un monto de US\$ 200 millones, con una tasa de interés fija del 2,60% anual, con pago de interés semestral y vencimiento el 3 de julio de 2023. El crédito contratado por Enel Chile S.A. no posee garantías, 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 31 de diciembre de 2020 asciende a US\$200 millones equivalentes a M\$142.190.000. Al 31 de diciembre de 2020, esta deuda no presenta intereses devengados debido a que el pago de éstos se efectuó el 31 de diciembre de 2020.
- El 11 de marzo de 2020, Enel Finance International NV otorgó a Enel Chile S.A. un crédito denominado en dólares estadounidenses por un monto de US\$ 400 millones, con una tasa de interés fija del 3,30% anual, con pago de interés semestral y vencimiento el 11 de marzo de 2030. El crédito contratado por Enel Chile S.A. no posee garantías, 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 31 de diciembre de 2020 asciende a US\$400 millones equivalentes a M\$284.380.000. Los intereses devengados al 31 de diciembre de 2020 ascienden a M\$2.893.567.

- El 15 de junio de 2020, 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\$290 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,40%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 15 de junio de 2021. Durante el período de disponibilidad, Enel Chile S.A. pagará una comisión de disponibilidad anual equivalente a 0,35% del margen 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 31 de diciembre de 2020 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 (posteriormente Enel Green Power del Sur SpA. y actualmente EGP Chile S.A.) 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 Chile S.A. 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 Chile S.A. 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) y el vencimiento el 31 de diciembre de 2027. El saldo de la deuda al 31 de diciembre de 2020 asciende a US\$644 millones equivalentes a M\$458.115.848 (US\$644 millones al 31 de diciembre de 2019 equivalentes a M\$482.466.643). Este crédito es de carácter bullet y se encuentra garantizado por Enel Chile S.A. Al 31 de diciembre de 2020, esta deuda no presenta intereses devengados debido a que el pago de éstos se efectuó el 31 de diciembre de 2020.

10.2. 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 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

En miles de pesos chilenos - M\$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2020		
				Directorio de Enel Chile	Directorio de Subsidiarias	Comité de Directores
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Presidente	Enero - Diciembre 2020	207.918	-	-
	Extranjero Giulio Fazio	Director	Enero - Diciembre 2020	-	-	-
4.461.192-9	Fernán Gazmuri Plaza	Director	Enero - Diciembre 2020	103.959	-	34.653
4.774.797-K	Pedro Pablo Cabrera Gaete	Director	Enero - Diciembre 2020	103.959	-	34.653
5.672.444-3	Juan Gerardo Jofré Miranda	Director	Enero - Diciembre 2020	103.959	-	34.653
	Extranjero Daniele Caprini	Director	Enero - Diciembre 2020	-	-	-
	Extranjero Salvatore Bernabei	Director	Enero - Diciembre 2020	-	-	-
TOTAL				519.795	-	103.959

En miles de pesos chilenos - M\$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2019		
				Directorio de Enel Chile	Directorio de Subsidiarias	Comité de Directores
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Presidente	Enero - Diciembre 2019	206.350	-	-
	Extranjero Giulio Fazio	Director	Enero - Diciembre 2019	-	-	-
4.461.192-9	Fernán Gazmuri Plaza	Director	Enero - Diciembre 2019	103.175	-	33.648
4.774.797-K	Pedro Pablo Cabrera Gaete	Director	Enero - Diciembre 2019	103.175	-	33.648
5.672.444-3	Juan Gerardo Jofré Miranda	Director	Enero - Diciembre 2019	103.175	-	33.648
	Extranjero Daniele Caprini	Director	Enero - Diciembre 2019	-	-	-
	Extranjero Salvatore Bernabei	Director	Enero - Diciembre 2019	-	-	-
TOTAL				515.875	-	100.944

En miles de pesos chilenos - M\$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2018		
				Directorio de Enel Chile	Directorio de Subsidiarias	Comité de Directores
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Presidente	Enero - Diciembre 2018	181.789	-	-
	Extranjero Giulio Fazio	Director	Enero - Diciembre 2018	-	-	-
4.461.192-9	Fernán Gazmuri Plaza	Director	Enero - Diciembre 2018	90.894	-	31.018
4.774.797-K	Pedro Pablo Cabrera Gaete	Director	Enero - Diciembre 2018	90.894	-	31.018
5.672.444-3	Juan Gerardo Jofré Miranda	Director	Enero - Diciembre 2018	90.894	-	31.018
	Extranjero Daniele Caprini	Director	Abril - Diciembre 2018	-	-	-
	Extranjero Salvatore Bernabei	Director	Enero - Diciembre 2018	-	-	-
TOTAL				454.471	-	93.054

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

10.3. Retribución del personal clave de la gerencia

El personal clave de Enel Chile al 31 de diciembre de 2020 está compuesto por las siguientes personas:

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
	Extranjero Paolo Palloti	Gerente General
	Extranjero Giuseppe Turchiarelli (1)	Gerente de Administración, Finanzas y Control
13.903.626-3	Liliana Schnaidt Hagedorn	Gerente de Recursos Humanos y Organización
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio
	Extranjero Eugenio Belinchon Gueto (2)	Gerente de Auditoría Interna

- (1) Con fecha 15 de noviembre de 2019 el Sr. Sr. Giuseppe Turchiarelli, asumió como Gerente de Administración, Finanzas y Control en reemplazo del Sr. Marcelo Antonio de Jesús.
- (2) Con fecha 1 de marzo de 2020, el Sr. Eugenio Belinchon Gueto asumió como Gerente de Auditoría Interna en reemplazo del Sr. Raffaele Cutrignelli.

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 Bontá, Gerente de Seguridad
- Ángel Barrios Romo, Gerente de Soluciones Digitales

10.4. 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:

En miles de pesos chilenos - M\$			
	2020	2019	2018
Remuneración	2.133.063	2.357.252	2.959.019
Beneficios a corto plazo para los empleados	272.714	207.391	497.424
Otros beneficios a largo plazo	146.404	2.088	322.865
Total	2.552.181	2.566.731	3.779.308

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.

10.5. 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.

11. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Clases de Inventarios	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Suministros para la producción	5.207.472	18.352.465
Gas	2.280.335	2.287.934
Petróleo	2.927.137	3.888.712
Carbón	-	12.175.819
Repuestos y otros insumos	13.468.592	18.073.825
Materiales eléctricos	4.633.965	3.245.960
Total	23.310.029	39.672.250

No existen Inventarios en Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$231.176.489, M\$230.944.415, M\$231.028.169, respectivamente. Ver nota 29. El monto correspondiente al ejercicio 2020, incluye M\$21.246.157 de ajuste por deterioro a las existencias de carbón y M\$328.626 de petróleo diésel, relacionados con la discontinuidad de la central Bocamina II (ver Nota 16.c.iv).

12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

- a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Activos por impuestos	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Pagos provisionales mensuales	34.534.731	38.536.220
Crédito por utilidades absorbidas	-	86.068.128
Créditos por gastos de capacitación	503.682	2.668.941
Total	35.038.413	127.273.289

- b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Pasivos por Impuestos	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Impuesto a la renta	72.359.944	17.995.833
Total	72.359.944	17.995.833

13. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

13.1. 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 31 de diciembre de 2020 y 2019:

En miles de pesos chilenos - M\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2020	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	al 31.12.2020	Provision Patrimonio Negativo	al 31.12.2020
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	1.410.206	-	1.127.312	(686.058)	(122.077)	-	-	1.729.383	-	1.729.383
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.099.228	-	1.351.965	-	-	-	-	7.451.193	-	7.451.193
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,0793%	401.908	-	15.333	-	(130.962)	-	84.284	370.563	-	370.563
76.364.085-K	Energías Marina SpA	Asociada	Chile	Peso chileno	25,00%	17.246	-	(70.360)	-	-	-	-	(53.114)	53.114	-
77.157.779-2	Enel AMPCI Ebus Chile SpA	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	2.727.091	1.085.142	-	(389.551)	18.982	-	3.441.664	-	3.441.664
TOTAL						7.928.588	2.727.091	3.509.392	(686.058)	(642.590)	18.982	84.284	12.939.689	53.114	12.992.803

yr

En miles de pesos chilenos - M\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2019	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	al 31.12.2019	Provision Patrimonio Negativo	al 31.12.2019
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	3.052.983	-	(254.132)	(1.518.880)	130.235	-	-	1.410.206	-	1.410.206
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	9.473.711	-	695.437	(4.069.920)	-	-	-	6.099.228	-	6.099.228
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,0793%	300.198	-	104.335	-	(95.726)	-	93.101	401.908	-	401.908
76.364.085-K	Energías Marina SpA	Asociada	Chile	Peso chileno	25,00%	46.639	131.647	(179.551)	-	-	-	18.511	17.246	-	17.246
TOTAL						12.873.531	131.647	366.089	(5.588.800)	34.509	-	111.612	7.928.588	-	7.928.588

13.2. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

A continuación, se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2020 y 2019 de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

En miles de pesos chilenos - M\$

31 de diciembre de 2020

Inversiones con influencia significativa	% Participación		Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
	Directo / Indirecto										
GNL Chile S.A.	33,33%		57.032.080	1.433.019.578	117.974.825	1.366.888.682	553.288.674	(549.906.739)	3.381.935	(366.207)	3.015.728
Enel AMPCI Ebus Chile SpA	20,00%		20.007.409	93.871.600	15.101.345	81.569.344	7.503.692	(2.077.983)	5.425.709	-	5.425.709

En miles de pesos chilenos - M\$

31 de diciembre de 2019

Inversiones con influencia significativa	% Participación		Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
	Directo / Indirecto										
GNL Chile S.A.	33,33%		67.419.256	1.615.973.312	161.197.047	1.517.964.903	582.441.735	(583.204.131)	(762.396)	389.843	(372.553)

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

13.3. Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2020 y 2019 de los estados de situación financiera y estados de resultados del negocio conjunto relacionado con Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.:

En miles de pesos chilenos - M\$		
% Participación	50,0%	50,0%
	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Total de Activos corrientes	7.157.805	3.346.667
Total de Activos no corrientes	10.068.936	10.834.220
Total de Pasivos corrientes	806.841	365.640
Total de Pasivos no corrientes	1.517.515	1.616.791
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.261.166	2.403.904
Ingresos de actividades ordinarias	4.643.283	3.191.566
Otros gastos fijos de explotación	(268.806)	(768.866)
Gasto por depreciación y amortización	(782.799)	(782.800)
Otras Ganancias	4.187	6.087
Ingresos procedentes de intereses	29.103	152.370
Gasto por impuestos a las ganancias	(921.039)	(407.478)
Ganancia (pérdida)	2.703.929	1.390.879
Resultado integral	2.703.929	1.390.879

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

14. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Clases de Activos intangibles, Bruto		
	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Activos Intangibles Identificables, Bruto	275.527.801	229.944.365
Servidumbre y Derechos de Agua	20.551.471	22.553.618
Concesiones	53.053.457	34.718.676
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	679.227	771.002
Programas Informáticos	186.855.438	156.836.017
Otros Activos Intangibles Identificables	14.388.208	15.065.052
En miles de pesos chilenos - M\$		
Clases de Amortización y Deterioro de Valor, Activos Intangibles		
	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(110.413.280)	(97.665.772)
Servidumbre y Derechos de Agua	(5.519.394)	(5.200.726)
Concesiones	(9.469.344)	(8.562.257)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(478.232)	(454.032)
Programas Informáticos	(92.187.254)	(80.673.217)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.759.056)	(2.775.540)
En miles de pesos chilenos - M\$		
Clases de Activos intangibles, Neto		
	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Activos Intangibles Identificables, Neto	165.114.521	132.278.593
Servidumbre y Derechos de Agua	15.032.077	17.352.892
Concesiones	43.584.113	26.156.419
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	200.995	316.970
Programas Informáticos	94.668.184	76.162.800
Otros Activos Intangibles Identificables	11.629.152	12.289.512

La composición y movimientos de los activos intangibles distintos de la plusvalía durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020 y 2019, han sido los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$						
Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de agua	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	17.352.892	26.156.419	316.970	76.162.800	12.289.512	132.278.593
Movimientos en activos intangibles identificables						
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	23.221.080	-	32.122.529	-	55.343.609
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	(239.991)	(3.566.641)	-	(273.172)	(661.569)	(4.741.373)
Amortización (1)	(556.017)	(2.009.087)	(24.200)	(11.785.777)	-	(14.375.081)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período (2)	-	(217.658)	-	-	-	(217.658)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	91.775	-	(91.775)	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	91.775	-	(91.775)	-	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	(1.616.582)	-	-	-	-	(1.616.582)
Disposiciones	(1.616.582)	-	-	-	-	(1,616,582)
Efectos Hiperinflación Argentina	-	-	-	-	142	142
Incremento (disminución)	-	-	-	(1,557,129)	-	(1,557,129)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(2.320.815)	17.427.694	(115.975)	18.506.451	(661.427)	32.835.928
Saldo final al 31.12.2020	15.032.077	43.584.113	200.995	94.669.251	11.628.085	165.114.521
En miles de pesos chilenos - M\$						
Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de agua	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial 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	-	-	-	25.208.199	-	25.208.199
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	425.373	2.028.583	-	156.906	926.375	3.537.237
Amortización (1)	(809.435)	(1,826,042)	(24,200)	(9,241,732)	(1,598)	(11,903,007)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	-	333,776	(91,776)	(242,000)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	-	333,776	(91,776)	(242,000)	-
Efectos Hiperinflación Argentina	-	-	-	-	203	203
Incremento (disminución)	-	-	-	63,568	-	63,568
Total movimientos en activos intangibles identificables	(384,062)	202,541	309,576	16,095,165	682,980	16,906,200
Saldo final al 31.12.2019	17,352,892	26,156,419	316,970	76,162,800	12,289,512	132,278,593

(1) Ver Nota 31 a).

(2) Ver Nota 31 b).

No existen pérdidas por deterioro reconocidas al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018. 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 31 de diciembre de 2020 (Ver Nota 3 e).

15. 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 31 de diciembre de 2020 y 2019:

En miles de pesos chilenos - M\$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial	Traspaso Fusión por Absorción	Diferencias de Conversión de Moneda		Saldo Final	Diferencias de Conversión de Moneda		Saldo Final
				Extranjera	al 31.12.2019		Extranjera	al 31.12.2020	
		01.01.2019							
Enel Colina S.A.	Enel Colina S.A.	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	24.860.356	-	-	756.642.815	-	-	756.642.815
GasAtacama Chile S.A.	Generación Chile	24.860.356	(24.860.356)	-	-	-	-	-	-
Almeyda Solar SpA	Enel Green Power Chile S.A.	20.146.823	-	1.673.580	21.820.403	(1.194.585)			20.625.818
Geotérmica del Norte	Enel Green Power Chile S.A.	75.646	-	6.284	81.930	(4.485)			77.445
Parque Eólico Talinay Oriente	Enel Green Power Chile S.A.	7.564.601	-	628.385	8.192.986	(448.535)			7.744.451
Total		915.044.725	-	2.308.249	917.352.974	(1.647.605)			915.705.369

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 31 de diciembre de 2020 y 2019 (ver Nota 3 e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1. Enel Colina S.A.

Con fecha 31 de diciembre de 1996, Enel Distribución Chile S.A adquirió el 100 % de la sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda (actualmente Enel Colina S.A. 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, Enersis S.A. (actualmente 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, Enersis S.A. (actualmente Enel Américas S.A.) adquirió un 35% adicional de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente 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).

Con fecha 1 de octubre de 2019 Gasatagama Chile S.A. fue fusionada con Enel Generación Chile S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal. Producto de lo anterior, las siguientes plusvalías fueron reconocidas directamente en Enel Generación Chile.

3.1. GasAtacama Chile S.A. (ex Inversiones GasAtacama Holding Limitada)

Con fecha 22 de abril de 2014, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente 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.

3.2. GasAtacama Chile S.A. (ex Empresa Eléctrica Pangué S.A.)

Con fecha 12 de julio de 2002, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangué 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 Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

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

Con fecha 11 de agosto de 2005, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente 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..

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.

4. Enel Green Power Chile S.A.

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

Por otra parte, con fecha 6 de agosto de 2001, Enel Green Power Chile S.A. 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. Luego, con fecha 1 de julio de 2020 Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. fue absorbida por Parque Eólico Taltal SpA, siendo esta última la continuadora legal, y con fecha 1 de agosto de 2020, se llevó a cabo la fusión por incorporación de Parque Eólico Taltal SpA en Almeйда Solar SpA, siendo esta última la continuadora legal

16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	9.768.708.590	9.225.653.590
Construcción en Curso	1.567.685.720	1.048.988.931
Terrenos	78.366.909	77.754.923
Edificios	562.807.945	531.250.194
Plantas y Equipos de Generación	5.992.384.131	6.002.160.751
Infraestructura de red	1.378.810.834	1.396.996.724
Instalaciones Fijas y Accesorios	171.396.847	150.242.089
Otras Propiedades, Planta y Equipo	17.256.204	18.259.978

En miles de pesos chilenos - M\$		
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(4.735.212.118)	(3.921.177.476)
Edificios	(144.646.529)	(110.930.435)
Plantas y Equipos de Generación	(3.871.912.436)	(3.106.167.890)
Infraestructura de red	(584.630.846)	(587.567.750)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(117.944.385)	(102.483.181)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(16.077.922)	(14.028.220)

En miles de pesos chilenos - M\$		
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	5.033.496.472	5.304.476.114
Construcción en Curso	1.567.685.720	1.048.988.931
Terrenos	78.366.909	77.754.923
Edificios	418.161.416	420.319.759
Plantas y Equipos de Generación	2.120.471.695	2.895.992.861
Infraestructura de red	794.179.988	809.428.974
Instalaciones Fijas y Accesorios	53.452.462	47.758.908
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.178.282	4.231.758

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020 y 2019 han sido los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos año 2020	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Infraestructura de red	Instalaciones Fijas y Accesorios	Otras Propiedades, Planta y Equipo	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2020	1.048.988.931	77.754.923	420.319.759	2.895.992.861	809.428.974	47.758.908	4.231.758	5.304.476.114
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	744.544.601	-	151.195	691.268	101.862	119.324	-	745.608.250
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	(57.958.736)	28.352	(19.184.500)	(54.569.811)	(3.320.508)	2.286.520	87.719	(132.630.964)
Depreciación (1)	-	-	(20.527.447)	(144.943.455)	(36.650.102)	(6.265.815)	(3.141.195)	(211.528.014)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período (2)	(45.596.397)	-	-	(652.638.983)	-	-	-	(698.235.380)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(57.868.918)	59.304	11.483.868	41.125.722	-	5.200.024	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(57.868.918)	59.304	11.483.868	41.125.722	-	5.200.024	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	(1.425.412)	-	-	(1.942.587)	(8.509.816)	-	-	(11.877.815)
Disposiciones	-	-	-	(1.942.587)	(6.899.719)	-	-	(8.842.306)
Retiros	(1.425.412)	-	-	-	(1.610.097)	-	-	(3.035.509)
Otros incrementos (disminución) (3)	(63.014.492)	489.124	25.862.428	36.315.417	33.129.578	4.137.244	-	36.919.299
Efecto Hiperinflación Argentina	16.143	35.206	56.113	441.263	-	216.257	-	764.982
Total movimientos	518.696.789	611.986	(2.158.343)	(775.521.166)	(15.248.986)	5.693.554	(3.053.476)	(270.979.642)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	1.567.685.720	78.366.909	418.161.416	2.120.471.695	794.179.988	53.452.462	1.178.282	5.033.496.472

En miles de pesos chilenos - M\$

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	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
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	5.290.992.961
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	320.298.423	-	-	-	-	-	-	320.298.423
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	9.880.815	36.282	29.731.649	81.221.513	4.238.408	65.341	361.574	125.535.582
Depreciación (1)	-	-	(17.944.173)	(159.163.293)	(34.964.877)	(6.299.395)	(3.011.561)	(221.383.299)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período (2)	(32.967.462)	-	-	(247.052.801)	-	-	-	(280.020.263)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(121.288.336)	4.151.834	22.879.420	17.534.668	74.941.622	1.780.792	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(121.288.336)	4.151.834	22.879.420	17.534.668	74.941.622	1.780.792	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(406.656)	(792.638)	(948.350)	(1.880.608)	(837.345)	-	(4.865.597)
Disposiciones	-	(406.656)	-	(948.350)	-	-	-	(1.355.006)
Retiros	-	-	(792.638)	-	(1.880.608)	(837.345)	-	(3.510.591)
Otros incrementos (disminución) (3)	10.843.933	(779.820)	2.418.454	59.398.742	2.999.182	(2.042.102)	-	72.838.389
Efecto Hiperinflación Argentina	(52.535)	-	-	1.132.453	-	-	-	1.079.918
Total movimientos	186.714.838	3.001.640	36.292.712	(247.877.068)	45.333.727	(7.332.709)	(2.649.987)	13.483.153
Saldo al 31 de diciembre de 2019	1.048.988.931	77.754.923	420.319.759	2.895.992.861	809.428.974	47.758.908	4.231.758	5.304.476.114

- (1) Ver Nota 31.
- (2) Ver literal iv) en sección c) 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 propiedades, planta y equipo se relacionan con inversiones en nuestras redes, inversiones en plantas en funcionamiento y nuevos proyectos en construcción. El total de obras en curso ascendió a M\$1.567.685.720 y M\$1.048.988.931 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

En el negocio de distribución las principales inversiones son las mejoras en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio. El valor contable de estas obras en curso totalizó M\$148.835.155 y M\$173.566.099, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

En el negocio de generación las inversiones incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En este sentido, destacan:

- i) Avances en la construcción de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores, de Enel Generación Chile, que utilizará los recursos de la Laguna del Maule y que contará con una capacidad instalada de aproximadamente 150 MW. El valor contable activado por este proyecto totalizó M\$637.303.224 y M\$541.401.896, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.
- ii) Avances en los proyectos Sol de Lila, Azabache, Domeyko, Valle del Sol, Finis Terrae, Renaico II, Cerro Pabellón y Campos del Sol, que en conjunto representan una capacidad instalada de aproximadamente 1,3 GW, y que están siendo ejecutados por Enel Green Power Chile. El valor contable activado por estos proyectos totalizó M\$436.164.981 y M\$17.485.325, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

Siguiendo el criterio contable descrito en nota 3.a), solo aquellas inversiones realizadas en los proyectos de generación descritos anteriormente califican como activos aptos para capitalizar intereses. En conjunto, estos proyectos representan desembolsos de caja acumulados por M\$780.827.755 y M\$543.844.674, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados en obras en curso

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$33.109.819 al 31 de diciembre de 2020, (M\$9.321.354 y M\$6.435.646 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente) (ver Nota 34). La tasa promedio de financiamiento varió en un rango comprendido entre 4,60% y un 6,84% al 31 de diciembre de 2020 (5,86% al 31 de diciembre de 2019).

El incremento de capitalización de intereses evidenciado durante 2020, se explica fundamentalmente por un mayor desarrollo de proyectos de energía renovable no convencional y por una mayor continuidad en el desarrollo del proyecto Los Cóndores. Cabe destacar que, respecto al Proyecto Los Cóndores, dadas las dificultades propias de un proyecto de esta envergadura y los impactos relacionados al COVID-19, que implicaron algunas suspensiones en la ejecución de los mismos durante los últimos años, se efectuó una actualización del cronograma del Proyecto conforme lo informó la Enel Generación Chile en hecho esencial de fecha 27 de julio de 2020, estimando que finalizarán en el último trimestre de 2023.

b.2) Gastos de personal capitalizados en obras en curso

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$25.539.316, M\$17.610.861 y M\$16.710.963 al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

El incremento de capitalización de intereses y gastos de personal respecto a 2019, se explica fundamentalmente por un mayor desarrollo de proyectos de energía renovable no convencional.

c) Otras informaciones

i) El Grupo mantenía al 31 de diciembre de 2020 y 2019 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$303.709.257 y M\$185.457.682, respectivamente.

ii) Al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, Enel Chile no tenía propiedades, planta y equipo 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\$873.300.000), 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 hasta MM€500 (M\$436.650.000) cuando las demandas son producto de la rotura de alguna de las presas de propiedad de la Sociedad o sus Subsidiarias y de Responsabilidad Civil Ambiental que cubre demandas y daños al medio ambiente por MM€20 (M\$17.466.000). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

iv) Plan de descarbonización

Desarrollo durante 2019

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, regularon la forma de proceder al retiro progresivo de las unidades generadoras a carbón Tarapacá, Bocamina I y Bocamina II (en adelante, Tarapacá, Bocamina I y Bocamina II).

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 I y Tarapacá, respectivamente, del Sistema Eléctrico Nacional, estableciendo como fechas máximas de dicho hito el 31 de mayo de 2020 para Tarapacá, y el 31 de diciembre de 2023 para Bocamina I.

El Grupo manifestó su intención de acelerar el retiro de Tarapacá y Bocamina I, promoviendo la discontinuidad de sus operaciones, 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 (en adelante, CNE) 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 CNE autorizó el retiro final, desconexión y cese de operación de Tarapacá a contar del 31 de diciembre de 2019.

La gestión de los activos de Tarapacá y Bocamina I se efectuará de forma diferenciada, con lo cual dichos activos no formarán parte la Unidad Generadora de Efectivo que está conformada por todo el resto de centrales del Grupo Enel Generación Chile, cuya gestión económica se realiza de forma integrada.

Producto de lo anterior y como consecuencia de efectuar un análisis de deterioro sobre una base individual, el Grupo registró durante el ejercicio 2019 una pérdida por deterioro de M\$197.188.542 y M\$82.831.721 para ajustar el valor contable de la inversión capitalizada en Tarapacá y Bocamina I, respectivamente, a su valor recuperable. El valor recuperable resultante, luego del deterioro registrado, corresponde al valor de los terrenos que se mantienen en Tarapacá y Bocamina I, por M\$1.613.803 y M\$ 6.362.581, respectivamente.

Respecto de Bocamina II, Enel Generación Chile se puso como meta su retiro anticipado, a más tardar, el 31 de diciembre de 2040. Todo lo anterior sujeto a la autorización establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos. Los efectos financieros dependerían de factores que incidieran 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 al cierre del ejercicio 2019 no era posible determinar.

Si perjuicio de lo anterior, se ajustaron las vidas útiles de los activos de Bocamina II, de tal forma en ningún caso la depreciación se realizará hasta una fecha que excediera el 31 de diciembre de 2040. Esta medida implicó reconocer una mayor depreciación de M\$ 4.083.855 durante el ejercicio 2019.

Desarrollo durante 2020:

Con fecha 27 de mayo de 2020, el Directorio de Enel Generación Chile aprobó, sujeto a las autorizaciones correspondientes de la CNE, el retiro anticipado de Bocamina I y Bocamina II, estableciendo como fechas máximas para dichos hitos el 31 de diciembre de 2020 y el 31 de mayo de 2022, respectivamente. La correspondiente solicitud fue comunicada a la CNE el mismo 27 de mayo de 2020.

Esta decisión es una muestra del compromiso de la Compañía con el combate al cambio climático y consideró también los profundos cambios que está experimentando la Industria, como son, entre otros, la constante y cada vez más creciente penetración de las energías renovables y la reducción en los precios de los commodities, que hacen más competitiva la producción con gas, tecnología que otorga una mayor flexibilidad en la operación del sistema respecto a la producción con carbón.

Con fecha 3 de Julio de 2020, mediante emisión de la Resolución Exenta N°237, la CNE autorizó el retiro final, desconexión y cese de operación de Bocamina I a contar del 31 de diciembre de 2020.

Respecto a Bocamina II, la intención del Grupo también fue acelerar su retiro anticipado, promoviendo la discontinuidad de sus operaciones, en estricta coordinación con la Autoridad. En este contexto, Con fecha 23 de julio de 2020, mediante emisión de la Resolución Exenta N°266, la CNE autorizó el retiro final, desconexión y cese de operación de la unidad generadora Bocamina II con fecha del 31 de mayo de 2022.

La gestión de Bocamina II, tal como ocurrió a contar de 2019 para el caso de Tarapacá y Bocamina I, se efectuará de forma diferenciada, con lo cual dicho activo no formará parte la Unidad Generadora de Efectivo que está conformada por todo el resto de centrales del Grupo Enel Generación Chile, cuya gestión económica continúa realizándose de forma centralizada.

Producto de lo anterior y como consecuencia de efectuar un análisis de deterioro sobre una base individual, el Grupo registró una pérdida por deterioro de M\$697.856.387 para ajustar el valor contable de la inversión capitalizada en Bocamina II a su valor recuperable (Ver Nota 31). El valor recuperable resultante, luego del deterioro registrado, corresponde al valor de los terrenos vinculados a esta central, que al 31 de diciembre de 2020 asciende a M\$2.014.684.

Las situaciones descritas anteriormente generan efectos en impuestos diferidos, los cuales se revelan en Nota 19.b.

v) Al cierre de septiembre de 2020, nuestra subsidiaria Empresa Nacional de Geotermia deterioró sus obras en construcción por un monto de M\$378.993. Posteriormente, en el mes de diciembre de 2020 se inició el proceso para su liquidación.

vi) A raíz de los desórdenes públicos que afectaron al país durante el último trimestre de 2019 se efectuaron castigos de inmovilizado de activos por M\$1.629.983. Por otra parte, se realizaron retiros de equipos los cuales corresponden a M\$1.880.608. Ambos conceptos totalizan M\$3.510.591, ver Nota 32.

17. PROPIEDAD DE INVERSIÓN

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2020 y 2019 ha sido el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	Propiedades de Inversión, Bruto	Depreciación Acumulada y Deterioro	Propiedades de Inversión, Neto
Saldo al 1 de enero de 2019	9.189.377	(1.632.021)	7.557.356
Gasto por depreciación	-	(19.812)	(19.812)
Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados	-	(742.389)	(742.389)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	9.189.377	(2.394.222)	6.795.155
Gasto por depreciación	-	(19.812)	(19.812)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	-	646.597	646.597
Saldo al 31 de diciembre de 2020	9.189.377	(1.767.437)	7.421.940

Durante los ejercicios 2020 y 2019 no se han producido ventas de inmuebles.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de la inversión al 31 de diciembre de 202 y 2019 ascendió a M\$8.484.901 y M\$7.880.432, 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:

En miles de pesos chilenos - M\$

Propiedades de Inversión	Valor razonable medido al 31 de diciembre de 2020		
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Propiedades de Inversión	-	-	8.484.901

Ver Nota 3.h.

El detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$			
Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión	196.955	202.896	204.166
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos	(36.761)	(44.136)	(56.327)
Total	160.194	158.760	147.839

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representen obligaciones futuras para el Grupo al 31 de diciembre de 2020 y 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.

18. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

En miles de pesos chilenos - M\$			
Movimientos año 2020	Terrenos	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por Derecho de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	34.081.799	21.761.711	55.843.510
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	213.445	2.491.480	2.704.925
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	830.349	157.520	987.869
Depreciación	(1.894.646)	(2.139.466)	(4.034.112)
Nuevos contratos (disminución)	356.444	(356.444)	-
Total movimientos	(707.853)	(2.338.390)	(341.318)
Saldo final al 31.12.2020	33.373.946	19.423.321	55.502.192

En miles de pesos chilenos - M\$			
Movimientos año 2019	Terrenos	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por Derecho de Uso, Neto
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	23.097.767	5.716.375	28.814.142
Saldo inicial al 01/01/2019 después de la aplicación de NIIF 16	23.100.525	23.368.289	46.468.814
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	1.537.867	-	1.537.867
Depreciación	(1.482.706)	(1.838.562)	(3.321.268)
Nuevos contratos (disminución)	10.926.113	231.984	11.158.097
Total movimientos	10.981.274	(1.606.578)	9.374.696
Saldo final al 31.12.2019	34.081.799	21.761.711	55.843.510

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento son los siguientes:

- Proviene 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%.
- Adicionalmente, como consecuencia de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f), el Grupo reconoció al 1 de enero de 2019 derechos de uso relacionados con las propiedades, plantas y equipos por un monto de M\$28.814.142.

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

En miles de pesos chilenos - M\$						
	al 31.12.2020			al 31.12.2019		
	Bruto	Interés	Valor Presente	Bruto	Interés	Valor Presente
Hasta un año	8.783.640	1.775.929	7.007.711	7.602.720	1.760.705	5.842.015
Más de un año y no más de dos años	6.583.269	1.546.496	5.036.773	6.234.867	1.719.045	4.515.822
Más de dos años y no más de tres años	8.399.111	1.332.024	7.067.087	6.049.847	1.484.321	4.565.526
Más de tres años y no más de cuatro años	3.271.835	1.245.169	2.026.666	8.326.858	1.265.224	7.061.634
Más de cuatro años y no más de cinco años	3.077.572	1.174.438	1.903.134	2.964.375	1.180.435	1.783.940
Más de cinco años	37.595.016	8.770.869	28.824.147	38.630.310	8.991.558	29.638.752
Total	67.710.443	15.844.925	51.865.518	69.808.977	16.401.288	53.407.689

a) Arrendamiento de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidado por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020 y 2019 incluye gastos de M\$4.958.760 y M\$ 3.824.195, respectivamente, de los cuales M\$3.334.241 corresponden a pagos por arrendamientos de corto plazo en 2020 y M\$1.995.392 en 2019 y M\$1.624.519 relacionados con arrendamientos con cláusulas de pagos variables en 2020 y M\$1.828.803 en 2019, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Años	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Hasta un año	4.813.265	3.485.151
Más de un año y no más de dos años	-	-
Más de dos años y no más de tres años	-	-
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	4.813.265	3.485.151

19. 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 los estados de resultados integrales consolidados, correspondiente a los ejercicios 2020, 2019 y 2018:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	2020	2019	2018
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(155.196.656)	(54.904.679)	(47.354.780)
Ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	3.694.656	(2.251.167)	(6.304.285)
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	72.354.119	(36.172.878)	(60.650.786)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(98.646)	(1.197.052)	(856.466)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(79.246.527)	(94.525.776)	(115.166.317)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	160.551.634	33.297.872	(43.134.500)
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores	-	-	4.818.298
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	160.551.634	33.297.872	(38.316.202)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	81.305.107	(61.227.904)	(153.482.519)

A continuación, se presenta la conciliación de la tasa impositiva al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

En miles de pesos chilenos - M\$

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2020	Tasa	2019	Tasa	2018
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		(133.691.942)		377.321.122		566.330.276
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	27,00%	36.096.825	(27,00%)	(101.876.703)	(27,00%)	(152.909.175)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero		-	0,06%	232.897		-
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	31,83%	42.557.794	11,30%	42.638.986	0,31%	1.746.052
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(7,32%)	(9.790.603)	(2,76%)	(10.399.776)	(2,26%)	(12.786.965)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores	2,76%	3.694.656	(0,60%)	(2.251.167)	(1,11%)	(6.304.285)
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores	-	-	-	-	0,85%	4.818.298
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	6,54%	8.746.435	2,76%	10.427.859	2,11%	11.953.556
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	33,82%	45.208.282	10,77%	40.648.799	(0,10%)	(573.344)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	60,82%	81.305.107	(16,23%)	(61.227.904)	(27,10%)	(153.482.519)

Las principales diferencias temporarias se encuentran a continuación.

b) Impuestos diferidos

El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 son:

En miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	55.197.762	(249.821.145)	10.652.313	(404.453.928)
Obligaciones por beneficios post-empleo	9.581.174	(5.997)	7.772.646	(34.413)
Revaluaciones de instrumentos financieros	-	-	456.888	-
Pérdidas fiscales	46.518.690	-	81.154.636	-
Provisiones	91.579.562	-	87.275.541	-
Provisión desmantelamiento	51.513.634	-	44.485.711	-
Provisión contingencias civiles	3.991.087	-	3.502.161	-
Provisión contingencias trabajadores	-	-	492.522	-
Provisión cuentas incobrables	12.544.171	-	14.555.712	-
Provisión cuentas de recursos humanos	8.605.410	-	7.859.341	-
Otras Provisiones	14.925.260	-	16.380.094	-
Otros impuestos diferidos	24.942.402	(38.036.065)	20.980.774	(31.240.859)
Activación de gastos por emisión de deuda financiera	-	(10.691.535)	-	(11.412.737)
Efecto hiperinflación Argentina	-	(1.015.095)	-	(657.871)
Otros impuestos diferidos	24.942.402	(26.329.435)	20.980.774	(19.170.251)
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación	227.819.590	(287.863.207)	208.292.798	(435.729.200)
Compensación de activos / (pasivos por impuestos diferidos)	(119.805.645)	119.805.645	(186.444.559)	186.444.559
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) después de compensación	108.013.945	(168.057.562)	21.848.239	(249.284.641)

En miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de enero de 2020	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Movimientos			Saldo neto al 31 de diciembre de 2020
			Reconocidos en otros resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones (1)	(393.801.615)	191.919.566	-	7.258.666	-	(194.623.383)
Obligaciones por beneficios post-empleo	7.738.233	(464.804)	2.308.510	(6.762)	-	9.575.177
Revaluaciones de instrumentos financieros	456.888	(93.879)	(387.000)	23.991	-	-
Pérdidas fiscales	81.154.636	(33.611.187)	-	(1.024.759)	-	46.518.690
Provisiones	87.275.541	5.091.987	-	(787.966)	-	91.579.562
Provisión Desmantelamiento	44.485.711	7.238.957	-	(211.034)	-	51.513.634
Provisión Contingencias Civiles	3.502.161	464.407	-	24.519	-	3.991.087
Provisión Contingencias Trabajadores	492.522	(517.792)	-	25.270	-	-
Provisión cuentas incobrables	14.555.712	(1.995.773)	-	(15.768)	-	12.544.171
Provisión cuentas de Recursos Humanos	7.859.341	801.863	-	(55.794)	-	8.605.410
Otras Provisiones	16.380.094	(899.675)	-	(555.159)	-	14.925.260
Otros Impuestos Diferidos	(10.260.085)	(2.290.049)	2.464	2.512	(548.505)	(13.093.663)
Activación de gastos por emisión de deuda financiera	(11.412.738)	721.203	-	-	-	(10.691.535)
Efecto Hiperinflación Argentina	(657.871)	191.281	-	-	(548.505)	(1.015.095)
Otros Impuestos Diferidos	1.810.524	(3.202.533)	2.464	2.512	-	(1.387.033)
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos	(227.436.402)	160.551.634	1.923.974	5.465.682	(548.505)	(60.043.617)

En miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de enero de 2019	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Movimientos			Saldo neto al 31 de diciembre de 2019
			Reconocidos en otros resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones (1)	(349.976.401)	(5.668.543)	-	(1.561.204)	(36.595.467)	(393.801.615)
Obligaciones por beneficios post-empleo	5.709.648	126.352	2.099.845	-	(197.612)	7.738.233
Revaluaciones de instrumentos financieros	-	-	710.523	-	(253.635)	456.888
Pérdidas fiscales	36.921.157	14.343.314	-	2.096.339	27.793.826	81.154.636
Provisiones	55.080.385	24.123.136	-	795.123	7.276.897	87.275.541
Provisión Desmantelamiento	23.627.264	20.711.621	-	34.574	112.252	44.485.711
Provisión Contingencias Civiles	4.108.710	(606.549)	-	-	-	3.502.161
Provisión Contingencias Trabajadores	430.900	61.622	-	-	-	492.522
Provisión cuentas incobrables	13.253.612	1.302.403	-	128	(431)	14.555.712
Provisión cuentas de Recursos Humanos	7.432.939	3.233.471	-	(13.109)	(2.793.960)	7.859.341
Otras Provisiones	6.226.960	(579.432)	-	773.530	9.959.036	16.380.094
Otros Impuestos Diferidos	(6.643.613)	373.614	992	-	(3.991.078)	(10.260.085)
Activación de gastos por emisión de deuda financiera	(11.202.063)	(407.318)	-	-	196.643	(11.412.738)
Efecto Hiperinflación Argentina	(425.687)	(207.916)	-	-	(24.268)	(657.871)
Otros Impuestos Diferidos	4.984.137	988.848	992	-	(4.163.453)	1.810.524
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos	(258.908.824)	33.297.873	2.811.360	1.330.258	(5.967.069)	(227.436.402)

(1) Ver Nota 16, literal c), iv).

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 31 de diciembre de 2020, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$4.551.790 (M\$4.625.940 al 31 de diciembre de 2019) (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 31 de diciembre de 2020 asciende a M\$1.317.729.055 (M\$1.323.714.721 al 31 de diciembre de 2019). 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 31 de diciembre de 2020, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a M\$999.207.087 (M\$691.241.687 al 31 de diciembre de 2019).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales, por lo general, una vez transcurridos, dan lugar a la expiración de dichas inspecciones.

Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. Los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación, corresponden a los años 2017 al 2019.

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, por los ejercicios 2020, 2019 y 2018:

En miles de pesos chilenos - M\$

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	2020			2019			2018		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(9.125)	2.464	(6.661)	(3.673)	992	(2.681)	(411)	111	(300)
Cobertura de Flujo de Efectivo	267.540.328	(72.741.119)	194.799.209	(139.174.121)	36.883.401	(102.290.720)	(221.906.855)	60.650.786	(161.256.069)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la	18.982	-	18.982	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio por conversión	(69.218.245)	-	(69.218.245)	73.114.966	-	73.114.966	107.492.316	-	107.492.316
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(8.545.834)	2.308.510	(6.237.324)	(7.777.204)	2.099.845	(5.677.359)	37.881	(10.228)	27.653
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos	189.786.106	(70.430.145)	119.355.961	(73.840.032)	38.984.238	(34.855.794)	(114.377.069)	60.640.669	(53.736.400)

A continuación, se presenta cuadro de conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance e impuestos a las ganancias en otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

En miles de pesos chilenos - M\$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	31 de diciembre de 2020	31 de diciembre de 2019	31 de diciembre de 2018
Balance: Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en otro resultado integral	1.923.974	2.811.360	(10.117)
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	(72.354.119)	36.172.878	60.650.786
Patrimonio: Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(70.430.145)	38.984.238	60.640.669

20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$				
Otros pasivos financieros	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Préstamos que devengan intereses	152.076.992	1.467.421.655	158.562.319	1.667.271.871
Instrumentos derivados de cobertura (*)	5.398.864	16.167.471	48.225.766	25.208.326
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	23.285	-	2.026.476	124.048
Total	157.499.141	1.483.589.126	208.814.561	1.692.604.245

(*) Ver nota 23.2.a

(**) Ver nota 23.2.b

20.1. Préstamos que devengan intereses

El detalle de la clasificación corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$				
Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Préstamos que Devengan Intereses	152.076.992	1.467.421.655	158.562.319	1.667.271.871
Préstamos bancarios garantizados	106.783.562	21.315.003	113.247.263	135.297.019
Préstamos bancarios no garantizados	4	-	5	-
Obligaciones con el público no garantizadas	45.293.426	1.446.106.652	45.315.051	1.531.974.852
Total	152.076.992	1.467.421.655	158.562.319	1.667.271.871

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

En miles de pesos chilenos - M\$										
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2020			Vencimiento		Total No Corriente
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento		
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	
Chile	US\$	1,77%	1,77%	Si	-	106.783.562	106.783.562	21.315.003	-	21.315.003
Chile	CLP	6,00%	6,00%	No	4	-	4	-	-	-
Total					4	106.783.562	106.783.566	21.315.003	-	21.315.003

En miles de pesos chilenos - M\$										
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2019			Vencimiento		Total No Corriente
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento		
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	
Chile	US\$	3,31%	3,31%	Si	134.532	113.112.731	113.247.263	112.747.516	22.549.503	135.297.019
Chile	CLP	6,00%	6,00%	No	5	-	5	-	-	-
Total					134.537	113.112.731	113.247.268	112.747.516	22.549.503	135.297.019

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2020 es M\$127.771.152 (M\$247.030.075 al 31 de diciembre de 2019). Las técnicas de valoración utilizadas para esta valoración han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (Ver Nota 3.h).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

En miles de pesos chilenos - M\$											al 31.12.2020					al 31.12.2019							
Rut Empresa	Nombre Empresa	País Empresa	Rut Entidad	Nombre del Deudor	País Entidad	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	Tipo de Amortización	Garantía	Corriente			No Corriente		Corriente			No Corriente				
Deudora	Deudora	Deudora	Acreedora	Acreedor	Acreedora						Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Total No Corriente	
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander (Linea de sobregiro)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	1	-	1	-	-	-	1	-	-	1	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander (Linea de sobregiro)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	3	-	3	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Scotiabank Chile	Chile	US\$	2,10%	2,10%	Al Vencimiento	Si	-	-	-	-	-	-	134.532	112.747.516	112.882.048	-	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Scotiabank Chile	Chile	US\$	2,10%	2,10%	Al Vencimiento	Si	-	-	-	-	-	-	134.532	112.747.516	112.882.048	-	-	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar SPA	Chile	91.018.000-1	Scotiabank Chile	Chile	US\$	2,03%	2,03%	Al Vencimiento	Si	-	39.966	39.966	21.315.003	-	-	21.315.003	-	-	-	-	-	22.549.503
											-	106.743.596	106.743.596	-	-	21.315.003	-	-	321.995	321.995	112.747.516	-	112.747.516
												4	106.783.562	106.783.566	21.315.003	-	134.537	113.112.731	113.247.268	112.747.516	-	22.549.503	135.297.019

20.2. Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 31 de diciembre de 2020 y 2019 son los siguientes:

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

En miles de pesos chilenos - M\$											al 31.12.2020					al 31.12.2019				
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	Garantía	Vencimiento			Vencimiento					Total No Corriente							
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	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							
Chile	US\$	6,71%	6,49%	No	9.140.614	2.551.520	11.692.134	-	-	282.085.533	-	914.327.429	1.196.412.962							
Chile	UF	6,00%	5,48%	No	-	33.601.292	33.601.292	32.474.175	32.474.175	314.559.708	32.474.175	119.796.990	249.693.690							
				Total	9.140.614	36.152.812	45.293.426	32.474.175	32.474.175	314.559.708	32.474.175	1.034.124.419	1.446.106.652							

En miles de pesos chilenos - M\$											al 31.12.2019					al 31.12.2019				
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	Garantía	Vencimiento			Vencimiento					Total No Corriente							
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	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							
Chile	US\$	6,59%	6,49%	No	7.700.030	4.755.019	12.455.049	-	-	-	296.420.703	961.519.091	1.257.939.794							
Chile	UF	6,00%	5,48%	No	-	32.860.002	32.860.002	31.624.776	31.624.776	31.624.776	31,624.776	147.535.954	274.035.058							
				Total	7.700.030	37.615.021	45.315.051	31.624.776	31.624.776	31.624.776	328.045.479	1.109.055.045	1.531.974.852							

- Individualizaciones de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

En miles de pesos chilenos - M\$											al 31.12.2020					al 31.12.2019												
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	Garantía	Corriente			No Corriente		Corriente			No Corriente									
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	Al Vencimiento	No	4.802.802	-	4.802.802	-	-	-	146.773.744	145.773.744	5.058.091	-	5.058.091	-	-	-	-	-	153.480.285	153.480.285
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	Al Vencimiento	No	1.535.840	-	1.535.840	-	-	-	49.297.180	49.297.180	1.617.476	-	1.617.476	-	-	-	-	-	51.960.662	51.960.662
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	Al Vencimiento	No	972.757	-	972.757	-	-	-	23.349.497	23,349,497	1.024.463	-	1,024,463	-	-	-	-	-	24.876.133	24,876,133
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,67%	4,25%	Al Vencimiento	No	-	2.551.520	2,551,520	-	-	-	282.085.533	-	282,085,533	-	-	2,828,573	-	-	-	-	296.420.703	296,420,703
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%	Semestral	No	6.682.676	6.682.676	6.046.629	6.046.629	6.046.629	6.046.629	15.431.031	39.617.547	6.592.332	6.592.332	5.888.467	5.888.467	5.888.467	5.888.467	5.888.467	5.888.467	20.428.651	43.982.519
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%	Semestral	No	26.918.616	26.918.616	26,427,546	26,427,546	26,427,546	26,427,546	104,365,959	210,076,143	26,267,670	26,267,670	25,736,309	25,736,309	25,736,309	25,736,309	25,736,309	25,736,309	127,107,303	230,052,539
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	91.018.000-1	BNY Mellon - Unica	E.E.U.U.	US\$	5,24%	4,88%	Al Vencimiento	No	1.829.215	-	1,829,215	-	-	-	695.907.008	695,907,008	1.926.446	1,926,446	-	-	-	-	-	731.202.011	731,202,011	
											9.140.614	36.152.812	45.293.426	32.474.175	32.474.175	314.559.708	32.474.175	1.034.124.419	1.446.106.652	7.700.030	37.615.021	45.315.051	31.624.776	31.624.776	328.045.479	1.109.055.045	1.531.974.852	

20.3. Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 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 31 de diciembre de 2020 asciende a M\$1.866.198.159 (M\$1.941.481.412 al 31 de diciembre de 2019). 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).

20.4. Deuda de cobertura

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de diciembre de 2020, M\$1.931.705.893 (M\$1.585.140.233 al 31 de diciembre de 2019) 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 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$			
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(189.813.409)	(127.508.852)	(27.168.007)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	98.288.849	(77.347.380)	(101.790.308)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	31.178.897	15.042.823	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	(60.345.663)	(189.813.409)	(127.508.852)

20.5. Otros aspectos

Al 31 de diciembre de 2020 el Grupo tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional, por M\$140.143.000 (M\$146.268.500 al 31 de diciembre de 2019).

20.6. 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

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Total No Corriente al 31.12.2020	Corriente				No Corriente				Total No Corriente al 31.12.2019	
			Vencimiento Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31/12/2020	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Vencimiento Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		Vencimiento Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31/12/2019	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Vencimiento Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	1,77%	845.182	109.110.564	109.955.746	21.608.084	-	-	-	-	21.608.084	2.542.588	120.375.278	122.917.866	118.121.339	22.859.559	-	-	-	-	140.980.898
Chile	CLP	6,00%	4	-	4	-	-	-	-	-	-	5	-	5	-	-	-	-	-	-	-
Total			845.186	109.110.564	109.955.750	21.608.084	-	-	-	-	21.608.084	2.542.593	120.375.278	122.917.871	118.121.339	22.859.559	-	-	-	-	140.980.898

b) Obligaciones garantizadas y no garantizadas

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Total No Corriente al 31.12.2020	Corriente				No Corriente				Total No Corriente al 31.12.2019
			Vencimiento Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31/12/2020	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Vencimiento Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		Vencimiento Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31/12/2019	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Vencimiento Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	6,49%	16.734.114	50.202.339	66.936.453	66.936.453	66.936.453	342.771.185	54.388.490	1.256.555.902	1.787.588.483	17.750.370	53.251.108	71.001.478	71.001.479	71.001.479	362.787.755	1.387.871.953	1.963.664.145	
Chile	UF	5,48%	3.570.187	42.691.404	46.261.591	44.640.241	43.018.892	41.397.542	39.776.193	138.302.651	307.135.519	6.136.022	49.438.671	55.574.693	53.077.463	50.580.233	48.083.003	45.585.772	186.005.287	383.331.758
Total			20.304.301	92.893.743	113.198.044	111.576.694	109.955.345	384.168.727	94.164.683	1.394.858.553	2.094.724.002	23.886.392	102.689.779	126.576.171	124.078.942	121.581.712	119.084.482	408.373.527	1.573.877.240	2.346.995.903

21. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2020, 2019:

(En miles de pesos chilenos - M\$)

Pasivos por Arrendamientos	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Pasivos por arrendamientos	7.007.711	44.857.807	5.842.015	47.565.674
Total	7.007.711	44.857.807	5.842.015	47.565.674



21.1. Individualización de Pasivos por Arrendamientos

En miles de pesos chilenos -M\$

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	Tipo de Amortización	al 31.12.2020										al 31.12.2019												
									Corriente					No Corriente					Corriente					No Corriente							
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente					
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	76.555.400-4	Transelco S.A.	Chile	US\$	6,50%	Mensual	613.801	1.900.462	2.514.263	2.677.680	5.044.096	-	-	7.721.786	606.973	1.879.324	2.486.297	2.647.907	2.820.020	5.312.211	-	-	-	-	-	-	10.780.138		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	10.579.624-2	Mercado Alberto Amar Basulto	Chile	UF	2,06%	Mensual	4.831	13.872	18.703	18.828	19.215	19.610	20.014	193.632	271.299	4.067	13.237	17.304	17.966	18.338	18.713	19.097	208.067	282.168	-	-	-	282.168	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	91.004.000-6	Productos Fernandez S.A.	Chile	UF	2,09%	Mensual	13.012	26.063	39.075	35.386	36.127	36.882	37.654	384.022	530.071	12.389	24.861	37.260	33.755	34.460	35.182	35.917	410.646	549.980	-	-	-	549.980	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	61.216.000-7	Empresa de Ferrocarriles del Estado	Chile	UF	1,07%	Semestral	1.163	578	1.741	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	78.392.580-8	Agrícola el Bagual LTDA.	Chile	UF	1,91%	Anual	1.205	-	1.205	588	597	-	-	1.185	1.152	1.104	557	1.161	1.123	564	573	581	-	-	-	-	1.123		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	99.527.200-8	Remsequipos Tramaac S.A.	Chile	UF	0,83%	Mensual	144.460	-	144.460	-	-	-	-	-	144.436	-	144,436	-	144,436	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	96.565.580-8	Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	0,83%	Mensual	9.546	-	9.546	-	-	-	-	-	6.607	-	6.607	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	6.992.234-8	Roberto Guzman Borquez	Chile	CLP	1,37%	Mensual	367	1.099	1.466	1.483	1.377	-	-	2.880	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	19.048.130-1	Yaniza Alexandra Bernal	Chile	UF	1,37%	Mensual	379	1.140	1.519	1.538	1.431	-	-	2.969	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	71.024.400-6	Corporación Comunitades V.	Chile	UF	1,07%	Mensual	1.034	3.005	4.039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.543.660-3	INMOBILIARIA EL ROSLE S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	19.023	38.171	57.194	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	2.859.481-K	NURIA FERRER PARES	Chile	UF	1,20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	2.478.836-9	JUANA FERRER PARES	Chile	UF	1,20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	3.800.735-1	CARMEN ELVIRA ECHAARRRY DE LA SIERRA	Chile	UF	1,20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	5.742.701-9	JORGE FERRER PARES	Chile	UF	1,20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	5.120.460-3	CARMEN FERRER PARES	Chile	UF	1,20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	70.015.730-K	MUTUAL DE SEGUROS DE CHILE	Chile	UF	1,91%	Mensual	21.619	47.378	68.997	64.225	65.453	66.704	67.977	57.639	321.998	13.990	45.274	59.264	61.373	62.545	63.741	64.959	111.258	363.876	-	-	-	363.876	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.596.523-3	CAPITAL INVERSI	Chile	UF	1,91%	Mensual	17.765	38.732	56.497	52.505	53.508	54.530	55.571	47.121	263.235	11.479	37.011	48.490	50.173	51.131	52.108	53.104	90.955	297.471	-	-	-	297.471	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	77.651.230-3	INVERSIONES TAPHUE LTDA	Chile	UF	1,20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.253.641-2	BOYLE LATAM S.P.A	Chile	CLP	6,24%	Anual	60.000	-	60.000	16.679	17.719	18.825	-	-	53.223	-	20.000	20.000	16.699	16.679	17.719	18.825	-	-	-	-	-	68.922	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.203.089-8	RENTAS INMOBILIARIAS AMANECER S.A.	Chile	UF	1,56%	Mensual	4.563	39.724	44.287	17.803	-	-	-	-	17.803	12.239	24.679	36.918	51.480	14.593	-	-	-	-	-	-	-	66.073	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	61.219.000-3	EMPEGA DE TRANSPORTE DE PASAJEROS METRO S.A.	Chile	US\$	5,99%	Anual	-	-	327.074	327.074	111.940	118.640	125.742	133.269	1.249.650	1.739.241	-	350.227	350.227	114.222	120.634	130.857	132.426	1.476.550	1.974.689	-	-	1.974.689	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	85.208.700-5	RENTAFUQUROS LEASING S.A.	Chile	UF	1,20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	774	-	774	-	-	-	-	-	-	-	4.544	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.565.580-8	COMPANIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	6.122	3.174	9.296	-	-	-	-	-	-	-	-	1.628	5.363	6.991	4.544	-	-	-	-	-	-	4.544	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.013.489-9	INVERSIONES DON ISSALDA	Chile	UF	1,67%	Mensual	23.746	54.777	78.523	73.305	30.904	-	-	-	104.209	16.118	51.903	68.021	70.215	71.388	24.186	-	-	-	-	-	-	165.789	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.164.095-K	INMOBILIARIA MIXTO RENTA SpA	Chile	UF	1,07%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.530	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.565.580-8	COMPANIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	2.735	-	2.735	-	-	-	-	-	-	-	-	278	3.392	3.670	652	-	-	-	-	-	-	652	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.565.580-8	COMPANIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	3.734	1.864	5.598	-	-	-	-	-	-	-	-	988	3.231	4.219	2.736	-	-	-	-	-	-	2.736	
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	99.530.420-1	INMOBILIARIA NUAL SA	Chile	UF	0,40%	Mensual	42.897	128.922	171.819	172.496	173.183	173.873	43.576	-	563.128	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.164.095-K	INMOBILIARIA MIXTO RENTA SPA	Chile	UF	0,10%	Mensual	27.018	61.066	108.084	9.011	-	-	-	-	9.011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.565.580-8	COMPANIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	0,10%	Mensual	178.447	267.473	445.920	366.941	29.780	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
98.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.013.489-9	INVERSIONES DON ISSALDA	Chile	UF	1,87%	Mensual	17.661	51.992	69.653	70.469	71.799	73.155	30.888	-	246.311	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	61.402.000-8	Ministerio de Bienes Nacionales	Chile	UF	2,54%	Anual	-	35.148	35.148	28.589	29.315	30.060	30.824	710.142	628.930	-	36.519	36.519	27.274	27.967	28.677	29.406	723.912	837.236	-	-	-	837.236	
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	61.402.000-8	Ministerio de Bienes Nacionales	Chile	UF	2,54%	Anual	-	25.341	25.341	20.609	21.133	21.670	22.220	511.934	597.566	-	26.329	26.329	19.661	20.161	20.673	21.198	521.859	603.551	-	-	-	603.551	
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	61.402.000-8	Ministerio de Bienes Nacionales	Chile	UF	2,54%	Anual	-	29.576	29.576	24.055	24.666	25.293	25.936	597.533	697.483	-	30.727	30.727	22.949	23.532	24.143	24.743	609.121	704.475	-	-	-	704.475	
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	61.402.000-8	Ministerio de Bienes Nacionales	Chile	UF	2,54%	Anual	-	26.576	26.576	21.613	22.162	22.725	23.303	536.865	626.668	-	27.615	27.615	21.619	21.143	21.680	22.231	547.270	632.943	-	-	-	632.943	
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	61.402.000-8	Ministerio de Bienes Nacionales	Chile	UF	2,54%	Anual	-	3.334	3.334	2.524	2.591	2.659	2.729	86.937	97.440	-	3.738	3.738	2.793	2.864	2.937	3.011	74.129	85.734	-	-	-	85.734	
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	61.402.000-8	Ministerio de Bienes Nacionales	Chile	UF	2,54%	Anual	-	47.443	47.443	43.329	44.481	45.664	46.879	1.249.297	1.429.650	-	47.317	47.317	44.688	45.824	46.988	48.182	1.190.338	1.376.020	-	-	-	1.376.020	
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	61.402.000-8	Ministerio de Bienes Nacionales	Chile	UF	2,54%	Anual	31.209	-	31.209	19.136	19.622	20.121	20.632	508.573	588.084	31.087	-	31.087	18.256	18.720	19.195	19.663	517.037	592.891	-	-	-	592.891	
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	61.402.000-8	Ministerio de Bienes Nacionales	Chile	UF	2,54%	Anual																							

21.2. Flujos futuros de deuda no descontados.

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados:

(En miles de pesos chilenos - M\$)

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2020	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2019
			Vencimiento Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31/12/2020	Vencimiento Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Vencimiento Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		Vencimiento Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31/12/2019	Vencimiento Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Vencimiento Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	6,25%	805.609	2.544.526	3.350.135	3.343.654	5.400.991	227.622	219.295	1.598.935	10.790.497	859.011	2.802.479	3.661.490	3.570.048	3.554.711	5.731.772	258.317	2.063.704	15.178.552
Chile	EUR	4,82%	427.451	-	427.451	582.405	563.152	543.900	524.648	2.334.458	4.548.563	80.971	240.372	321.343	499.678	485.713	471.749	457.785	2.453.454	4.368.379
Chile	UF	2,74%	2.058.130	2.175.978	4.234.108	3.289.984	2.954.856	2.808.037	2.598.818	30.660.789	42.312.484	821.084	2.293.383	3.114.467	2.895.029	2.523.717	2.462.599	2.412.029	30.885.469	41.178.843
Chile	CLP	2,89%	24.156	-	24.156	20.234	19.173	18.112	-	-	57.519	1.180	23.113	24.293	17.847	16.967	16.087	15.207	-	66.108
Total			3.315.346	4.720.504	8.035.850	7.236.277	8.938.172	3.597.671	3.342.761	34.594.182	57.709.063	1.762.246	5.359.347	7.121.593	6.982.602	6.581.108	8.682.207	3.143.338	35.402.627	60.791.882

22. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Chile siguen las directrices del Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel Holding (Enel SpA), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Chile, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel SpA, que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Chile con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de los estados financieros periódicos.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Gestión Control y Gestión de Riesgos dentro de cada Compañía, que es revisada y aprobada al comienzo de cada año por el Directorio de Enel Chile, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. En enero de 2020 se ha aprobado una nueva taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro categorías y 37 sub-categorías.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres "líneas" juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (áreas de Negocio y de Controles Internos, actuando como la primera línea, Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea de defensa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los Directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio a su vez por la segunda y tercera línea de defensa.

Dentro de cada empresa del grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.

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:

	31.12.2020	31.12.2019
Tasa de interés fija	99%	98%

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.

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad. En este sentido, se observa que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones efectivas de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

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.

Durante el cuarto trimestre de 2020, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados. Cabe señalar que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

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 31 de diciembre de 2020, había operaciones vigentes por 1.782 kBbl de Brent a liquidarse en 2021 y 16.8 Tbtu de Henry Hub a liquidarse en 2021.

Al 31 de diciembre de 2019 había operaciones vigentes por 1.412 kTon de API2 a liquidarse en 2020, 1.059 kBbl de Brent a liquidarse en 2020, y 4,79 TBtu de HH a liquidarse en 2020.

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

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del cuarto trimestre de 2020.

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 20 y 23.

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de M\$332.036.013 en efectivo y medios equivalentes y M\$140.643.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de M\$235.684.500 en efectivo y medios equivalentes y M\$146.268.500 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. Sin embargo, la medida de corte de suministro ante incumplimientos de pago fue suspendida desde marzo de 2020, como medidas de apoyo a clientes más vulnerables adoptadas por Enel Distribución Chile, y posteriormente en cumplimiento de la Ley N°21.249 y en la Ley N°21.301 promulgadas en agosto de 2020 y en diciembre 2020, respectivamente, con vigencia hasta mayo de 2021 (ver nota 4.b.iv).

Con respecto al impacto por COVID-19, los resultados de análisis internos específicos no revelaron correlaciones estadísticas significativas entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y la solvencia. Sin embargo, las pérdidas por deterioro se han incrementado en 2020 como consecuencia de un aumento de las pérdidas crediticias esperadas de las contrapartes (ver notas 3.g.3 y 9.d).

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).

Se observa que los escenarios macroeconómicos a la baja por efecto COVID-19 no tuvieron impactos significativos en la calidad crediticia de las contrapartes.

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\$308.778.352.

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 por naturaleza y categoría

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$				
al 31.12.2020				
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Instrumentos de patrimonio	-	-	127.854	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	592.856.895	-	-
Instrumentos derivados	3.033.502	-	18.387.261	1.000.964
Otros activos financieros	-	808.692	-	-
Total Corriente	3.033.502	593.665.587	18.515.115	1.000.964
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.326.480	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	493.375.481	-	-
Instrumentos derivados	1.911.233	-	-	16.422.737
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	-
Total No Corriente	1.911.233	493.375.481	2.326.480	16.422.737
Total	4.944.735	1.087.041.068	20.841.595	17.423.701

En miles de pesos chilenos - M\$				
al 31.12.2019				
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Instrumentos de patrimonio	-	-	127.854	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	576.740.203	-	-
Instrumentos derivados	1.618.318	-	1.323.556	277.702
Otros activos financieros	-	860.425	-	-
Total Corriente	1.618.318	577.600.628	1.451.410	277.702
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.349.221	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	347.981.527	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	4.871.397
Otros activos de carácter financiero	-	2	-	-
Total No Corriente	-	347.981.529	2.349.221	4.871.397
Total	1.618.318	925.582.157	3.800.631	5.149.099

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 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$				
al 31.12.2020				
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	152.076.992	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	757.965.390	-	-
Instrumentos derivados	4.841.020	-	45.543	581.129
Otros pasivos de carácter financiero	-	7.007.711	-	-
Total Corriente	4.841.020	917.050.093	45.543	581.129
Préstamos que devengan interés	-	1.467.421.655	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	1.281.254.521	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	16.167.471
Otros pasivos de carácter financiero	-	44.857.807	-	-
Total No Corriente	-	2.793.533.983	-	16.167.471
Total	4.841.020	3.710.584.076	45.543	16.748.600

En miles de pesos chilenos - M\$				
al 31.12.2019				
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	164.404.334	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	750.103.757	-	-
Instrumentos derivados	2.026.476	-	8.924.831	48.225.766
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-	-
Total Corriente	2.026.476	914.508.091	8.924.831	48.225.766
Préstamos que devengan interés	-	1.714.837.545	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	840.623.569	-	-
Instrumentos derivados	124.048	-	-	25.208.326
Total No Corriente	124.048	2.555.461.114	-	25.208.326
Total	2.150.524	3.469.969.205	8.924.831	73.434.092

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 31 de diciembre de 2020 y 2019 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:

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cobertura de tipo de interés:	-	-	1.947.377	12.944.130	322.316	8.447	-	7.743.401
Cobertura flujos de caja	-	-	1.947.377	12.944.130	322.316	8.447	-	7.743.401
Cobertura de tipo de cambio:	1.000.964	16.422.737	3.451.487	3.223.341	-	4.862.950	48.225.766	17.464.925
Cobertura de flujos de caja	1.000.964	16.422.737	3.451.487	3.223.341	-	4.862.950	48.225.766	17.464.925
TOTAL	1.000.964	16.422.737	5.398.864	16.167.471	322.316	4.871.397	48.225.766	25.208.326

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			31.12.2020	31.12.2019	
SWAP	Tasa de Interés	Otros	-	(699.158)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	12.763.777	(9.530.240)	Flujo de caja
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Empresas Relacionadas	(12.944.129)	(6.991.184)	Flujo de caja
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(1.947.377)	277.703	Flujo de caja
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	(1.967.328)	(51.297.500)	Flujo de caja
FORWARD	Tasa de Interés	Otros	(77.558)	-	Flujo de caja
FORWARD	Tipo de cambio	Otros	29.981	-	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2020 y 2019 el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

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 31 de diciembre de 2020 y 2019, se reconocieron 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:

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Activo Corrientes	Pasivos Corrientes	Activo no Corrientes	Pasivos no Corrientes	Activo Corrientes	Pasivos Corrientes	Activo no Corrientes	Pasivos no Corrientes
Instrumentos derivados de no cobertura	1.414.895	23.285	1.911.233	-	-	2.026.476	-	124.048
Total	1.414.895	23.285	1.911.233	-	-	2.026.476	-	124.048

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 31 de diciembre de 2020 y 2019, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

En miles de pesos chilenos - M\$

Derivados financieros	Valor razonable	al 31.12.2020					Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	
Cobertura de tipo de interés:	(14.891.507)	106.642.500	284.380.000	-	-	-	391.022.500
Cobertura de flujos de caja	(14.891.507)	106.642.500	284.380.000	-	-	-	391.022.500
Cobertura de tipo de cambio:	10.748.873	143.449.971	3.390	-	504.391.045	95.129.590	742.973.996
Cobertura de flujos de caja	10.748.873	143.449.971	3.390	-	504.391.045	95.129.590	742.973.996
Derivados no designados contablemente de cobertura	3.302.843	30.063.763	21.189.518	8.742.828	285.368	-	60.281.477
TOTAL	(639.791)	280.156.234	305.572.908	8.742.828	504.676.413	95.129.590	1.194.277.973

En miles de pesos chilenos - M\$

Derivados financieros	Valor razonable	al 31.12.2019					Total
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	
Cobertura de tipo de interés:	(7.412.638)	112.311.000	112.311.000	299.496.000	-	-	524.118.000
Cobertura de flujos de caja	(7.412.638)	112.311.000	112.311.000	299.496.000	-	-	524.118.000
Cobertura de tipo de cambio:	(60.827.741)	490.799.070	40.581.708	-	-	517.637.686	1.049.018.464
Cobertura de flujos de caja	(60.827.741)	490.799.070	40.581.708	-	-	517.637.686	1.049.018.464
Derivados no designados contablemente de cobertura	(2.150.524)	31.746.086	2.061.840	-	-	-	33.807.926
TOTAL	(70.390.903)	634.856.156	154.954.548	299.496.000	-	517.637.686	1.606.944.390

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

23.3. Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera consolidada, 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 31 de diciembre de 2020 y 2019:

En miles de pesos chilenos - M\$		Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
Instrumentos financieros medidos a valor razonable		al 31.12.2020	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros					
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	17.423.701	-	17.423.701	-	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3.326.128	-	3.326.128	-	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	1.618.607	-	1.618.607	-	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	18.387.261	-	18.387.261	-	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	2.454.334	2.326.480	127.854	-	-
Total	43.210.031	2.326.480	40.883.551	-	-
Pasivos Financieros					
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	21.566.335	-	21.566.335	-	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	23.285	-	23.285	-	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	45.543	-	45.543	-	-
Total	21.635.163	-	21.635.163	-	-

En miles de pesos chilenos - M\$		Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
Instrumentos financieros medidos a valor razonable		al 31.12.2019	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros					
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	5.193.713	-	5.193.713	-	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	1.573.704	-	1.573.704	-	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	1.323.556	-	1.323.556	-	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	2.477.077	2.349.223	127.854	-	-
Total	10.568.050	2.349.223	8.218.827	-	-
Pasivos Financieros					
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	73.434.092	-	73.434.092	-	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.150.524	-	2.150.524	-	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	8.924.831	-	8.924.831	-	-
Total	84.509.447	-	84.509.447	-	-

24. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$		Corrientes		No corrientes	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Acreedores comerciales					
Proveedores por compra de energía (1)	135.817.661	178.153.813	112.895.627	53.941.373	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	36.735.748	55.179.023	-	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	153.883.621	183.848.556	487	487	-
Cuentas por pagar por compra de activos	251.679.169	100.307.602	4.233.657	2.281.051	-
Sub total	578.116.199	517.488.994	117.129.771	56.222.911	-
Otras cuentas por pagar					
Dividendos por pagar a terceros	5.755.000	41.582.444	-	-	-
Cuentas por pagar al personal	35.256.939	33.495.586	-	-	-
Otras cuentas por pagar	8.829.884	6.696.184	80.288	27.174	-
Sub total	49.841.823	81.774.214	80.288	27.174	-
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	627.958.022	599.263.208	117.210.059	56.250.085	-

- (1) En la porción no corriente se presentan los rezagos en pagos por compras de energía, originados por el mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifa, según lo establecido en la Ley N°21.185 (ver Nota 9).

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 31 de diciembre de 2020 y 2019 se expone en Anexo 3.

25. PROVISIONES

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Por reclamaciones legales	1.492.140	2.320.885	14.843.034	11.210.305
Por desmantelamiento o restauración (1)	-	-	191.867.939	160.649.977
Otras provisiones	1.942.664	1.745.080	3.530.698	-
Total	3.434.804	4.065.965	210.241.671	171.860.282

(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 los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 1 de enero de 2020	13.531.190	160.649.977	1.745.080	175.926.247
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (1)	5.905.427	29.964.811	3.728.282	39.598.520
Provisión Utilizada	(1.471.151)	(1.743.534)	-	(3.214.685)
Reversión de Provisión No Utilizada	(1.474.149)	-	-	(1.474.149)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo (3)	-	4.115.292	-	4.115.292
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(156.143)	(1.118.607)	-	(1.274.750)
Total Movimientos en Provisiones	2.803.984	31.217.962	3.728.282	37.750.228
Saldo al 31 de diciembre de 2020	16.335.174	191.867.939	5.473.362	213.676.475

En miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
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 (2)	3.749.833	62.688.286	40.168	66.478.287
Provisión Utilizada	(3.946.144)	(31.436)	(11)	(3.977.591)
Reverso de Provisión No Utilizada	(3.612.445)	-	-	(3.612.445)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo (3)	-	4.356.650	-	4.356.650
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(12.930)	1.233.960	155	1.221.185
Total Movimientos en Provisiones	(3.821.686)	68.247.460	40.312	64.466.086
Saldo al 31 de diciembre de 2019	13.531.190	160.649.977	1.745.080	175.926.247

- 1) En particular, el aumento de las provisiones por desmantelamiento o restauración durante el ejercicio 2020, se explica principalmente por el proceso de discontinuación de la central Bocamina II. Lo anterior implicó incrementar el valor presente de la obligación, como consecuencia del ajuste en los plazos previstos para realizar los desembolsos, unido a una actualización de la estimación de los mismos (ver Nota 16.c.iv).
- 2) La variación que experimentaron las provisiones por desmantelamiento o restauración durante el ejercicio al 31 de diciembre de 2019, se debe principalmente 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 16.c.iv); 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.

3) Correspondiente a actualización financiera, ver Nota 34.

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:

- **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.
- **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.
- **Suministro de 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 31 de diciembre de 2020 y 2019, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

En miles de pesos chilenos - M\$		
	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Indemnización por años de servicios	50.011.279	42.697.317
Pensión Complementaria	18.896.906	17.853.600
Planes de Salud	3.145.989	3.090.670
Planes Suministro de Energía	3.484.091	2.521.903
Total Obligaciones Post Empleo, neto	75.538.265	66.163.490

El incremento en los pasivos post empleo se explica fundamentalmente por el ajuste a la tasa de descuento que el Grupo aplicó al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020, debido a la disminución de este supuesto actuarial (de 80 puntos base respecto al cierre de 2019), originada por los cambios en el entorno macroeconómico y financiero que ha generado la pandemia de COVID-19 (ver notas 2.3 y 35.5).

- b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	2020	2019	2018
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	(2.132.231)	(1.928.868)	(1.920.262)
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas (1)	(2.146.386)	(2.639.738)	(2.750.376)
Costos de Servicios Pasados	-	(1.224.527)	39.060
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	(4.278.617)	(5.793.133)	(4.631.578)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(8.545.834)	(7.777.204)	37.881
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	(12.824.451)	(13.570.337)	(4.593.697)

(1) Ver Nota 34.

- c) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	
Saldo al 1 de enero de 2019	56.602.664
Costo del servicio corriente	1.928.868
Costo por intereses	2.639.738
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	5.724.985
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	2.052.219
Diferencia de conversión de moneda extranjera	9.786
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	1.224.527
Contribuciones pagadas	(4.068.988)
Transferencias del personal	49.691
Saldo al 31 de diciembre de 2019	66.163.490
Costo del servicio corriente	2.132.231
Costo por intereses	2.146.386
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	4.695.927
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	3.849.907
Diferencia de conversión de moneda extranjera	102.073
Contribuciones pagadas	(3.335.366)
Transferencias del personal	(216.383)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	75.538.265

26.3. Otras revelaciones

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Chile	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Tasas de descuento utilizadas	2,60%	3,40%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%
Tasa de rotación esperada	7,10%	5,24%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2020 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\$5.602.670 (M\$5.330.365 al 31 de diciembre 2019) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$6.136.668 (M\$5.829.095 al 31 de diciembre 2019) 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 ejercicio 2021 ascienden a M\$8.445.218.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Chile corresponde a 7,98 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

En miles de pesos chilenos - M\$	
Años	
1	8.445.218
2	6.484.023
3	5.441.166
4	6.022.293
5	5.467.563
6 a 10	25.094.378

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 31 de diciembre 2020 y 2019 asciende a M\$3.882.103.470 representado por 69.166.557.220 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. 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 31 de diciembre 2020 y 2019 no se poseen acciones propias en cartera. Al 31 de diciembre de 2018 estas ascendían a M\$72.388.009 representadas por 967.520.597 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 5) 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 se describen a continuación:

- **Proceso OPA sobre Enel Generación**

Durante el período de oferta de la OPA ocurrido entre el 16 de febrero y 22 de marzo de 2018, 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. Al 16 de marzo de 2018, la cantidad de acciones que ejercieron 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 en circulación de Enel Chile previo a la reorganización		49.092.772.762	
	Número de Acciones	Razón de intercambio de acciones	Número de Acciones
<u>Oferta Pública de Acciones Enel Generación Chile (1):</u>			
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
<u>Derecho preferente acciones Enel Chile (2):</u>			
Acciones pagadas por accionistas	47.860.124		47.860.124
Total Derecho preferente	47.860.124		47.860.124
<u>Fusión con EGPL (3):</u>			
Acciones de Enel SpA	827.205.371	15,8	13.069.844.862
Total Fusión con EGPL	827.205.371		13.069.844.862
<u>Recompra de acciones (4):</u>			
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 circulación 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 circulación 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
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
8	Provisorio	26.11.2019	31.01.2020	30.933.437	0,44723	2019
9	Definitivo	29.04.2020	27.05.2020	146.758.726	2,12182	2019
9	Eventual	29.04.2020	27.05.2020	114.883.119	1,66096	(1)

- (1) Con fecha 29 de abril de 2020 se acordó la distribución de dividendos mínimo obligatorio (definitivo N°9), con cargo a las utilidades del ejercicio 2019. Adicionalmente, de forma de compensar el deterioro resultante de la subsidiaria Enel Generación de año 2019 (ver Nota 16.c.iv, Desarrollo durante 2019), se aprobó la distribución de un dividendo eventual (N° 9) con cargo a las utilidades retenidas de ejercicios anteriores.

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 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$			
Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Enel Generación Chile S.A.	(7.746.933)	(3.292.629)	302.222
GNL Chile S.A.	907.869	1.022.047	900.483
Grupo Enel Green Power Chile	110.921.404	168.387.151	100.452.131
Enel AMPCI Ebus Chile SpA	(432.247)	-	-
TOTAL	103.650.093	166.116.569	101.654.836

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 31 de diciembre de 2020, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de Enel Generación Chile asciende a M\$712.519.037 (M\$752.696.419 al 31 de diciembre de 2019).

27.5. Otras Reservas

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$			
Detalle de otras reservas	01.01.2020	Movimiento 2020	al 31.12.2020
Diferencias de cambio por conversión	166.116.569	(62.466.476)	103.650.093
Coberturas de flujo de caja	(291.006.520)	188.060.425	(102.946.095)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	8.384	(6.601)	1.783
Otras reservas varias	(2.280.627.568)	2.296.302	(2.278.331.266)
TOTAL	(2.405.509.135)	127.883.650	(2.277.625.485)

En miles de pesos chilenos - M\$			
Detalle de otras reservas	01.01.2019	Movimiento 2019	al 31.12.2019
Diferencias de cambio por conversión	101.654.836	64.461.733	166.116.569
Coberturas de flujo de caja	(191.870.545)	(99.135.975)	(291.006.520)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	11.041	(2.657)	8.384
Otras reservas varias	(2.285.467.896)	4.840.328	(2.280.627.568)
TOTAL	(2.375.672.564)	(29.836.571)	(2.405.509.135)

En miles de pesos chilenos - M\$			
Detalle de otras reservas	01.01.2018	Movimiento 2018	al 31.12.2018
Diferencias de cambio por conversión	6.976.383	94.678.453	101.654.836
Coberturas de flujo de caja	(32.849.736)	(159.020.809)	(191.870.545)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	11.284	(243)	11.041
Otras reservas varias	(971.468.479)	(1.313.999.417)	(2.285.467.896)
TOTAL	(997.330.548)	(1.378.342.016)	(2.375.672.564)

- Reservas diferencias de conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en la conversión de nuestras entidades consolidadas que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.7.3).
- Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Nota 3.g.5 y 3.h).
- Otras reservas varias:**

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

En miles de pesos chilenos - M\$			
Otras reservas varias	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Reserva por reestructuración societaria ("División") (i)	(534.057.733)	(534.057.733)	(534.057.733)
Reservas APV transición a NIIF (ii)	(457.221.836)	(457.221.836)	(457.221.836)
Reservas por combinaciones de negocios (iii)	12.502.494	12.502.494	12.502.494
Reservas OPA Enel Generación "Reorganización de Activos Renovables" (iv)	(910.437.224)	(910.437.224)	(910.437.224)
Reservas "Reorganización de Activos Renovables" (v)	(407.354.462)	(407.354.462)	(407.354.462)
Hiperinflación Argentina (vi)	11.216.652	8.939.332	3.508.753
Otras reservas varias (vii)	7.020.843	7.001.861	7.592.112
Saldo Final	(2.278.331.266)	(2.280.627.568)	(2.285.467.896)

- 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.
- 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.
- 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 5.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 5.iii).

vi) **Hiperinflación Argentina**: Corresponde al efecto calculado por la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" sobre la sucursal que posee el Grupo Enel Generación en Argentina (ver Nota 2.9).

vii) **Otras reservas varias**: provenientes de otras operaciones realizadas en ejercicios anteriores.

27.6. Participaciones no controladoras

El detalle de las principales participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)					
	al 31.12.2020 %	Patrimonio al 31.12.2020	Patrimonio al 31.12.2019	2020	Resultado 2019	2018
Enel Distribución Chile S.A.	0,91%	8.188.827	7.691.319	749.261	1.079.941	1.112.709
Enel Generación Chile S.A.	6,45%	111.567.532	126.700.973	(10.006.037)	12.667.880	42.883.953
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	10.113.358	10.079.858	6.403.829	6.241.062	6.885.422
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	42,50%	2.068.169	1.837.612	230.557	(504.550)	(254.604)
Geotermica del Norte SA	15,41%	55.283.359	57.871.809	645.440	(264.158)	(187.989)
Empresa Nacional de Geotermia SA	49,00%	11.134	995.614	(515.293)	(74.963)	41.780
Parque Eólico Talinay Oriente SA	39,09%	55.283.519	57.586.860	945.454	868.127	662.374
Otras		(157.189)	(178.379)	20.267	(73.726)	(5.825)
TOTAL		242.358.709	262.585.666	(1.526.522)	19.939.613	51.137.820

28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle del rubro ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$			
Ingresos de actividades ordinarias	2020	2019	2018
Ventas de energía	2.380.736.600	2.405.903.242	2.202.078.088
Generación	1.111.508.158	1.090.021.527	1.034.975.160
Clientes Regulados (1)	480.168.004	540.017.333	643.494.066
Clientes no Regulados	571.587.710	524.559.735	357.725.928
Ventas de Mercado Spot	59.752.444	25.444.459	33.755.166
Distribución	1.269.228.442	1.315.881.715	1.167.102.928
Residenciales (1)	608.703.250	552.124.205	455.840.910
Comerciales	366.874.872	450.108.855	378.092.990
Industriales	168.931.181	181.595.960	209.252.478
Otros Consumidores (2)	124.719.139	132.052.695	123.916.550
Otras ventas	58.870.872	124.113.792	123.345.383
Ventas de gas	38.808.266	97.564.262	103.717.558
Ventas de productos y servicios	20.062.606	26.549.530	19.627.825
Otras prestaciones de servicios	108.776.845	94.559.289	84.936.988
Peajes y transmisión	41.859.311	31.232.252	20.311.403
Arriendo equipos de medida	3.387.302	2.131.427	4.702.334
Prestaciones de servicios y asesorías negocio distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	53.121.851	47.455.465	45.904.638
Otras prestaciones	10.408.381	13.740.145	14.018.613
Total Ingresos de actividades ordinarias	2.548.384.317	2.624.576.323	2.410.360.459
En miles de pesos chilenos - M\$			
Otros ingresos	2020	2019	2018
Arrendamiento temporal de instalaciones generadoras	10.662.952	2.777.404	-
Ingreso por derivado de Commodities	4.473.463	5.967.739	9.819.777
Ingreso por término anticipado de contratos de suministro eléctrico (3)	-	121.117.605	-
Ingresos por indemnizaciones de seguros	10.799.437	5.952.589	25.442.309
Otros Ingresos (4)	11.082.028	10.442.700	11.538.881
Total Otros ingresos	37.017.880	146.258.037	46.800.967

- (1) En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020, incluye un efecto de M\$77.973.766 correspondiente a las diferencias entre los precios de los contratos de suministro eléctrico y los precios regulados, que se facturarán en el futuro siguiendo el esquema establecido en la Ley 21.185 (ver nota 9). De este monto, M\$25.154.565 corresponden a ingresos que el Grupo deberá transferir a los clientes finales a través de su filial Enel Distribución Chile.
- (2) Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020, incluye ingresos de la venta de energía a municipalidades por M\$35.598.366 (M\$45.768.456 y M\$36.878.861 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), entidades gubernamentales por M\$17.334.983 (M\$20.432.048 y M\$ 20.246.633 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), empresas del sector agrícola por M\$10.324.464 (M\$9.100.691 y M\$ 6.173.077 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), compañías de servicios públicos y telecomunicaciones por M\$27.014.443 (M\$24.818.503 y M\$ 26.636.066 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), rubro educacional por M\$ 5.749.102 (M\$9.367.933 y M\$ 12.470.709 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), servicios de salud M\$21.407.325 (M\$18.975.909 y M\$ 19.629.502 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente) y otros por M\$7.290.456 (M\$3.589.156 y M\$ 1.881.702 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente).
- (3) 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.

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.

- (4) Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020, incluye recuperación de ingresos de clientes con consumos no registrados por M\$3.084.840 (MM\$2.746.764 y M\$ 2.847.740 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), ingresos por cancelación fuera de plazo por M\$456.781 (M\$485.684 y M\$ 675.202 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), venta de agua desmineralizada M\$1.408.798 (M\$498.577 y M\$ 542.927 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente) y otros ingresos por M\$6.131.609 (M\$6.711.675 y M\$7.473.012 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente).

29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle del rubro materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Materias primas y consumibles utilizados	2020	2019	2018
Compras de energía	(864.863.454)	(835.284.742)	(747.646.603)
Consumo de combustible	(231.176.489)	(230.944.415)	(231.028.169)
Gas	(149.734.219)	(134.127.365)	(140.145.010)
Petróleo	(6.100.077)	(3.326.061)	(11.146.001)
Carbón	(75.342.193)	(93.490.989)	(79.737.158)
Costo por transmisión de energía	(141.539.687)	(196.848.788)	(166.875.801)
Costos de ventas de gas	(34.332.998)	(74.998.608)	(80.477.713)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(102.533.011)	(83.128.698)	(66.148.830)
Total materias primas y consumibles utilizados	(1.374.445.639)	(1.421.205.251)	(1.292.177.116)

30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle del rubro gastos por beneficios a los empleados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Gastos por beneficios a los empleados	2020	2019	2018
Sueldos y salarios	(117.220.406)	(109.101.737)	(102.897.710)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(2.132.231)	(3.153.395)	(1.881.202)
Seguridad social y otras cargas sociales	(12.346.828)	(14.334.587)	(13.405.944)
Otros gastos de personal	(5.527.283)	(3.015.237)	(4.945.478)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(137.226.748)	(129.604.956)	(123.130.334)

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

- a) El detalle del rubro gasto por depreciación y amortización por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

	2020	2019	2018
Depreciaciones	(215.581.938)	(224.724.380)	(202.971.892)
Amortizaciones	(14.375.081)	(11.903.007)	(12.215.408)
Total	(229.957.019)	(236.627.387)	(215.187.300)

- b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Información por segmentos Pérdidas por deterioro	Generación			Distribución			Otros			Total		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Propiedades, planta y equipo (ver Nota 16) (*)	(698.235.380)	(280.020.263)	-	-	-	-	-	-	-	(698.235.380)	(280.020.263)	-
Intangible (ver Nota 14)	(217.658)	-	-	-	-	-	-	-	-	(217.658)	-	-
Propiedades de Inversión (ver Nota 17)	-	-	-	-	-	-	646.597	(742.389)	(779.825)	646.597	(742.389)	(779.825)
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(698.235.380)	(280.020.263)	-	-	-	-	646.597	(742.389)	(779.825)	(697.806.441)	(280.762.652)	(779.825)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 (ver nota 10.d)	(1.305.341)	(1.338.599)	(106.264)	(12.998.719)	(8.153.419)	(4.676.808)	(863.647)	(554.982)	-	(15.167.707)	(10.047.000)	(4.783.072)

(*) Correspondiente a descarbonización de Bocamina II por M\$697.856.387 principalmente, ver Nota 16, literal c), iv).

32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle del rubro otros gastos por naturaleza por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Otros gastos por naturaleza	2020	2019	2018
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(74.630.728)	(60.819.733)	(69.692.677)
Gastos administrativos	(7.214.238)	(8.893.785)	(5.991.676)
Reparaciones y conservación	(49.051.950)	(50.846.851)	(41.829.409)
Indemnizaciones y multas	(1.029.517)	(1.243.376)	(455.825)
Tributos y tasas	(5.675.978)	(6.802.176)	(4.415.819)
Primas de seguros	(19.992.385)	(19.200.681)	(15.794.761)
Arrendamientos y cánones	(4.958.760)	(3.824.195)	(3.775.007)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(2.491.884)	(3.274.693)	(2.440.070)
Castigo de propiedades, planta y equipo (*)	-	(3.510.591)	-
Gastos de viajes	(2.223.358)	(3.991.349)	(2.436.407)
Gastos de medioambiente	(8.313.182)	(9.886.690)	(9.664.683)
Otros suministros y servicios	(15.011.354)	(11.849.020)	(10.713.687)
Total Otros gastos por naturaleza	(190.593.334)	(184.143.140)	(167.210.021)

(*) Ver explicación en Nota 16 e) literal vi).

33. OTRAS GANANCIAS (PERDIDAS)

El detalle del rubro otras ganancias (perdidas) por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$			
Otras ganancias (pérdidas)	2020	2019	2018
Resultado en ventas de propiedades, planta y equipos	9.384.038	1.530.689	3.024.549
Resultado de otras inversiones	104.777	262.512	385.830
Total otras ganancias (pérdidas)	9.488.815	1.793.201	3.410.379

34. RESULTADO FINANCIERO

El detalle del ingreso y gasto financiero por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$			
Ingresos financieros	2020	2019	2018
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	7.324.057	8.973.606	9.612.575
Intereses cobrados a clientes en cuentas de energía y facturaciones	12.477.393	8.057.203	7.140.984
Ingresos financieros por Ley N°21.185 (1)	15.328.829	5.225.739	-
Otros ingresos financieros	1.030.181	5.142.727	3.180.909
Total Ingresos Financieros	36.160.460	27.399.275	19.934.468

En miles de pesos chilenos - M\$			
	2020	2019	2018
Costos Financieros	(127.408.771)	(164.897.900)	(122.184.189)
Préstamos bancarios	(7.151.030)	(14.487.700)	(20.701.774)
Obligaciones con el público no garantizadas	(84.268.247)	(81.818.564)	(62.255.300)
Pasivos por arrendamientos	(2.128.360)	(1.815.170)	(739.069)
Valoración derivados financieros de cobertura de flujo de caja	(5.887.498)	1.775.749	1.183.228
Actualización financiera de provisiones (2)	(4.115.292)	(4.356.650)	(3.176.001)
Obligación por beneficios post empleo (3)	(2.146.386)	(2.639.738)	(2.750.376)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(2.646.906)	(4.710.012)	(9.373.412)
Gastos financieros activados	33.109.819	9.321.354	6.435.646
Costo financieros empresas relacionadas	(35.079.947)	(31.304.382)	(23.228.947)
Costos financieros por Ley N°21.185 (1)	(4.518.268)	(19.062.333)	-
Otros costos financieros	(12.576.656)	(15.800.454)	(7.578.184)
Resultado por unidades de reajuste (*)	2.085.768	(2.982.268)	(818.146)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	(23.272.231)	(10.412.110)	(7.807.197)
Total Costos Financieros	(148.595.234)	(178.292.278)	(130.809.532)
Total Resultado Financiero	(112.434.774)	(150.893.003)	(110.875.064)

- (1) Correspondiente a ingresos y costos financieros originados por el mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifa, según lo establecido en la Ley N°21.185 (ver Nota 9).
- (2) Ver nota 25.
- (3) Ver nota 26.2, b).

Los orígenes de los efectos en resultados por aplicación de unidades de reajuste y ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$			
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	2020	2019	2018
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	36.797	-
Otros activos no financieros	-	-	45.108
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	2.212.324	1.410.408	1.197.498
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.026.963	2.557.465	3.424.644
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	980.933	(1.637.291)	(1.714.216)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	241.532	16.939	15.145
Otras provisiones	(196.777)	-	-
Otros pasivos no financieros	(643)	(1.688)	-
Sub total resultado por reajuste	4.264.332	2.382.630	2.968.179
Activos intangibles distintos de la plusvalía	142	203	180
Propiedades, planta y equipo	764.982	1.132.453	1.035.084
Pasivo por impuestos diferidos	(548.505)	-	-
Patrimonio	(2.434.384)	(5.805.120)	(3.743.959)
Otras Prestaciones de Servicios	(1.246)	-	(1.189.452)
Ventas de Energía	-	(1.352.295)	-
Compras de Energía	-	432	-
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	21.503
Trabajos para el Inmovilizado	-	103.512	-
Gastos de personal	130.213	166.715	143.148
Otros gastos fijos de explotación	108.226	23.714	147.975
Ingresos financieros	(204.137)	(367.059)	(268.511)
Gastos financieros	6.145	732.547	67.707
Sub total Resultado por Hiperinflación (1)	(2.178.564)	(5.364.898)	(3.786.325)
Resultado Unidades por Reajuste	2.085.768	(2.982.268)	(818.146)

En miles de pesos chilenos - M\$			
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2020	2019	2018
Efectivo y equivalentes al efectivo	10.110.166	(937.177)	(415.962)
Otros activos financieros	6.316.333	2.052.540	5.733.173
Otros activos no financieros	6.086.388	(1.712.690)	(534.401)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (2)	(24.504.740)	1.811.670	726.347
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(4.361.506)	(1.633.471)	(1.903.963)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(10.265.859)	(8.147.939)	(5.726.246)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (2)	(5.755.302)	(2.345.422)	(5.379.210)
Otros pasivos no financieros	(897.711)	500.379	(306.935)
Total Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(23.272.231)	(10.412.110)	(7.807.197)

- (1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" sobre la sucursal que posee el Grupo Enel Generación en Argentina (ver Nota 2.9).
- (2) Contiene efecto de cambio por dolarización de cuentas comerciales por cobrar y pagar por montos de M\$(36.494.889) y M\$11.234.506 respectivamente, originados por el mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifa, según lo establecido en la Ley N°21.185 (ver Nota 9).

35. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

35.1. 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 se debe informar. 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. y Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., y nuestro grupo dedicado al desarrollo y la explotación energías renovables con subsidiarias eólicas: Parque Eólico Tal Tal SpA y Parque Talinay Oriente S.A., y subsidiaria geotérmica: Geotérmica

del Norte S.A., eólica y solar proveniente de Enel Green Power Chile S.A., y subsidiaria Almeyda Solar SpA. dedicada a generación hidroeléctrica, solar y eólica.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por la compañía eléctrica Enel Distribución Chile S.A. que opera 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 el otro;
- b) La naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación involucra 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.

35.2. Generación y Distribución

En miles de pesos chilenos - M\$

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holding y Eliminaciones		Totales	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	581.661.790	941.262.837	282.024.842	289.393.932	162.714.564	(212.444.109)	1.026.401.196	1.018.212.660
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.971.820	26.391.853	3.657.471	2.331.365	323.406.722	206.961.282	332.036.013	235.684.500
Otros activos financieros corrientes	2.562.093	489.658	29.977	64.220	760.334	756.717	3.352.404	13.10.595
Otros activos no financieros, corriente	11.665.802	8.908.239	2.830.106	8.868.077	5.305.665	16.858.247	19.801.573	34.634.563
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	285.241.891	230.670.997	259.172.712	260.840.410	10.472.036	19.943.923	554.886.639	511.455.330
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	232.991.789	587.067.775	4.269.460	10.115.510	(179.285.124)	(529.001.152)	57.976.125	68.182.133
Inventarios corrientes	16.163.284	34.705.515	3.397.415	3.150.943	1.749.330	1.815.792	23.310.029	39.672.250
Activos por impuestos corrientes, corriente	26.065.111	53.028.800	8.667.701	4.023.407	305.601	70.221.082	35.038.413	127.273.289
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.722.779.027	4.771.905.050	1.369.182.558	1.175.550.962	786.108.803	892.319.492	6.878.070.388	6.839.775.504
Otros activos financieros no corrientes	20.660.446	7.189.431	4	22.741	-	8.448	20.660.450	7.220.620
Otros activos no financieros no corrientes	62.608.451	34.903.436	2.791.875	2.576.585	386.889	570.163	65.787.215	38.050.184
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	166.469.458	88.225.632	277.378.406	157.051.933	1.168.702	68.296.820	445.016.566	313.574.385
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	141.649.129	80.926.788	-	-	(93.290.214)	(46.519.646)	48.358.915	34.407.142
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	9.551.139	7.928.588	-	-	3.441.664	-	12.992.803	7.928.588
Activos intangibles distintos de la plusvalía	94.464.506	76.077.944	65.335.352	51.360.795	5.314.663	4.839.854	165.114.521	132.278.593
Plusvalía	32.682.252	33.135.272	2.240.478	2.240.478	880.782.639	881.977.224	915.705.369	917.352.974
Propiedades, planta y equipo	4.037.877.000	4.370.419.860	10.524.924.8	957.752.454	(19.629.776)	(23.696.200)	5.033.496.472	5.304.476.114
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.421.940	6.795.155	7.421.940	6.795.155
Activos por derecho de uso	50.373.648	52.155.733	5.117.436	3.640.103	11.108	47.674	55.502.192	55.843.510
Activos por impuestos diferidos	106.442.998	20.942.366	1.069.759	905.873	501.188	-	108.013.945	21.848.239
TOTAL ACTIVOS	5.304.440.817	5.713.167.887	1.651.207.400	1.464.944.894	948.823.367	679.875.383	7.904.471.584	7.857.988.164

En miles de pesos chilenos - M\$

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holding y Eliminaciones		Totales	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	903.590.885	844.513.549	335.412.469	317.248.207	(193.523.189)	(120.461.904)	1.045.480.165	1.041.299.852
Otros pasivos financieros corrientes	155.592.371	206.888.115	77.554	1	1.829.216	1.926.445	157.499.111	208.814.561
Pasivo por arrendamientos corrientes	5.495.257	5.039.971	1.505.677	738.782	6.777	63.262	7.007.711	5.842.015
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	416.425.675	300.957.548	190.709.618	200.472.938	20.822.729	97.832.722	627.958.022	599.263.208
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	237.326.397	296.861.070	18.883.364	87.507.312	(226.155.799)	(224.558.495)	130.053.962	159.809.887
Otras provisiones corrientes	2.933.069	3.619.734	-	-	501.735	446.231	3.434.804	4.065.965
Pasivo por impuestos corrientes	65.963.158	17.717.789	95.556	34.718	6.301.230	243.326	72.359.944	17.995.833
Otros pasivos no financieros corrientes	19.854.958	13.429.322	24.140.700	28.494.456	3.170.923	3.584.605	47.166.581	45.508.383
PASIVOS NO CORRIENTES	1.647.789.150	1.899.077.568	415.149.858	301.769.861	1.201.777.912	868.557.231	3.264.716.920	3.069.404.660
Otros pasivos financieros no corrientes	774.737.983	954.402.603	4	-	708.851.139	738.201.642	1.483.589.126	1.692.604.245
Pasivos por arrendamientos no corrientes	41.147.046	44.572.348	3.704.860	2.993.326	5.901	-	44.857.807	47.565.674
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	4.286.773	2.281.053	12.922.799	53.968.545	487	487	17.210.059	56.250.085
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	457.825.939	486.839.484	228.805.329	182.031.404	477.413.194	115.502.596	1.164.044.462	784.373.484
Otras provisiones no corrientes	194.653.912	160.006.401	15.587.759	11.853.881	-	-	210.241.671	171.860.282
Pasivo por impuestos diferidos	152.083.137	231.156.234	20.212.892	19.818.625	(4.238.467)	(1.690.218)	168.057.562	249.284.641
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23.054.360	19.819.445	32.738.247	29.801.321	19.745.658	16.542.724	75.538.265	66.183.490
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	1.177.968	1.302.759	-	-	1.177.968	1.302.759
PATRIMONIO NETO	2.753.060.782	2.969.576.770	900.645.073	845.926.826	(59.431.356)	(68.219.944)	3.594.274.499	3.747.283.652
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.753.060.782	2.969.576.770	900.645.073	845.926.826	(59.431.356)	(68.219.944)	3.351.915.790	3.484.697.986
Capital emitido y pagado	1.403.737.121	1.185.731.351	230.137.980	230.137.980	2.248.228.369	2.466.234.139	3.882.103.470	3.882.103.470
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.473.514.878	1.735.720.458	988.991.623	933.560.288	(7.068.696)	(661.177.095)	1.747.437.805	2.008.103.651
Primas de emisión	85.511.492	85.511.492	354.220	354.220	(85.865.712)	(85.865.712)	-	-
Acciones propias en cartera	(252.632.367)	-	-	-	252.632.367	-	-	-
Otras reservas	42.929.658	(37.386.531)	(318.838.750)	(318.125.662)	(1.759.357.684)	(1.787.411.276)	(2.277.625.485)	(2.405.509.135)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	242.358.709	262.585.666
Total Patrimonio Neto y Pasivos	5.304.440.817	5.713.167.887	1.651.207.400	1.464.944.894	948.823.367	679.875.383	7.904.471.584	7.857.988.164

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.

En miles de pesos chilenos - M\$

Linea de Negocio	Generación			Distribución			Holding y Eliminaciones			Totales		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
ESTADO DE RESULTADOS												
INGRESOS	1.577.422.263	1.726.611.508	1.580.653.088	1.382.068.220	1.412.871.738	1.263.224.072	(374.088.286)	(368.648.886)	(386.715.734)	2.585.402.197	2.770.834.360	2.457.161.426
Ingresos de actividades ordinarias	1.543.647.794	1.581.230.963	1.540.352.133	1.376.425.433	1.408.588.042	1.254.943.604	(371.688.910)	(365.242.682)	(384.935.278)	2.548.384.317	2.624.576.323	2.410.360.459
Ventas de energía	1.494.203.779	1.472.565.933	1.425.942.129	1.270.599.653	1.318.386.716	1.170.129.333	(383.626.832)	(385.049.407)	(393.993.374)	2.380.736.600	2.405.903.242	2.202.078.088
Otras ventas	38.825.239	97.870.470	103.779.801	6.601.069	9.365.386	16.414.225	13.444.564	16.878.136	3.154.157	58.870.872	124.113.792	123.345.383
Otras prestaciones de servicios	10.618.776	10.794.560	10.630.203	99.664.711	80.836.140	68.402.846	(1.506.642)	2.928.589	5.903.939	108.776.845	94.559.289	84.936.988
Otros ingresos	33.774.469	145.380.545	40.300.955	5.642.787	4.283.696	8.280.468	(2.399.376)	(3.406.204)	(1.780.456)	37.017.880	146.258.037	46.800.967
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(616.852.308)	(678.187.609)	(709.506.221)	(1.116.324.483)	(1.114.936.281)	(972.499.918)	358.731.152	371.918.639	389.829.023	(1.374.445.639)	(1.421.205.251)	(1.292.177.116)
Compras de energía	(177.049.909)	(160.044.206)	(213.114.437)	(1.060.494.642)	(1.056.562.636)	(926.385.346)	372.681.097	381.322.099	391.853.311	(864.863.454)	(835.284.743)	(747.646.602)
Consumo de combustible	(231.176.490)	(230.944.414)	(231.028.169)	-	-	-	-	-	-	(231.176.490)	(230.944.414)	(231.028.169)
Gastos de transporte	(113.704.101)	(169.062.680)	(154.044.158)	(23.694.571)	(22.725.942)	(9.816.883)	(4.141.015)	(5.060.166)	(3.014.761)	(11.539.687)	(196.848.788)	(166.875.802)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(94.921.808)	(118.136.309)	(111.319.457)	(32.135.270)	(35.647.703)	(36.297.689)	(9.808.930)	(4.343.294)	990.603	(136.866.008)	(158.127.306)	(146.626.543)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	960.569.955	1.048.423.899	871.146.867	265.743.737	297.935.457	290.724.154	(15.357.134)	3.269.753	3.113.289	1.210.956.558	1.349.629.109	1.164.984.310
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	5.581.738	8.887.421	8.663.737	9.805.315	8.723.440	6.667.947	152.263	-	1379.279	25.539.316	17.610.861	16.710.963
Gastos por beneficios a los empleados	(65.564.485)	(62.871.525)	(61.991.737)	(37.496.730)	(34.828.194)	(32.598.818)	(34.165.533)	(31.905.237)	(28.539.779)	(137.226.748)	(129.604.956)	(123.130.334)
Otros gastos por naturaleza	(121.366.276)	(120.522.841)	(104.190.567)	(79.580.559)	(70.678.241)	(64.179.201)	10.353.501	7.057.942	1.59.747	(190.593.334)	(184.143.140)	(167.210.021)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	789.220.932	873.916.954	713.628.300	158.471.763	201.152.462	200.614.082	(39.016.903)	(21.577.542)	(22.887.464)	908.675.792	1.053.491.874	891.354.918
Gasto por depreciación y amortización	(185.479.080)	(196.623.025)	(179.901.682)	(45.583.947)	(40.705.580)	(36.677.957)	1.106.008	701.218	1.392.339	(239.957.019)	(236.627.387)	(215.187.300)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(698.453.039)	(280.020.263)	-	-	-	-	646.598	(742.389)	(779.825)	(697.806.441)	(280.762.652)	(779.825)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIF 9	(1.305.341)	(1.138.599)	(106.264)	(12.998.719)	(8.513.419)	(4.676.808)	(863.647)	(554.982)	-	(5.167.707)	(10.047.000)	(4.783.072)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(96.016.528)	395.935.067	533.620.354	99.889.097	152.293.463	159.259.317	(38.127.944)	(22.173.695)	(22.274.950)	(34.255.375)	526.054.835	670.604.721
RESULTADO FINANCIERO	(80.090.891)	(101.324.905)	(86.621.659)	5.929.058	5.232.127	6.088.801	(38.272.941)	(54.800.225)	(30.342.206)	(112.434.774)	(150.893.003)	(110.875.064)
Ingresos financieros	15.080.015	15.241.046	8.727.356	22.717.208	22.742.687	11.166.433	(1.636.763)	(10.584.458)	40.679	36.160.460	27.399.275	19.934.468
Efectivo y otros medios equivalentes	597.718	3.556.554	5.673.621	1.562.194	1.456.253	1.633.373	5.164.115	3.960.799	2.305.581	7.324.057	8.973.606	9.612.575
Otros ingresos financieros	14.482.297	11.684.492	3.053.735	21.155.014	21.286.434	9.533.060	(6.800.908)	(14.545.257)	(2.264.902)	28.836.403	18.425.669	10.321.893
Costos financieros	(59.088.322)	(111.219.566)	(82.878.715)	(17.696.544)	(19.061.123)	(6.724.490)	(50.623.905)	(34.617.211)	(32.580.984)	(127.408.771)	(164.897.900)	(122.184.189)
Préstamos bancarios	(7.112.931)	(118.138.855)	(9.269.535)	(33.244)	(40.508)	(5.374)	(4.855)	(2.633.337)	(11.426.865)	(7.151.030)	(14.487.700)	(20.701.774)
Obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas	(47.654.290)	(45.714.879)	(43.965.839)	-	-	-	(36.813.957)	(36.103.685)	(18.289.461)	(84.268.247)	(81.618.564)	(62.255.300)
Otros	(4.321.101)	(53.690.832)	(29.643.341)	(17.663.300)	(19.020.615)	(6.719.116)	(14.005.093)	4.119.811	(2.864.658)	(35.989.494)	(68.591.636)	(39.227.115)
Resultados por Unidades de Reajuste	(703.130)	(5.157.076)	(2.480.291)	1.124.304	1.843.435	16.616.607	1.664.594	331.373	45.538	2.085.768	(2.982.268)	(818.146)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(35.379.454)	(189.309)	(9.990.009)	(215.910)	(292.872)	30.251	12.323.133	(9.929.929)	2.152.561	(23.272.231)	(10.412.110)	(7.807.197)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	2.424.250	366.089	3.190.240	-	-	-	1.085.142	-	-	3.509.392	366.089	3.190.240
Otras ganancias (pérdidas)	9.478.528	1.683.246	3.434.503	10.287	12	-	-	109.943	(24.124)	9.488.815	1.793.201	3.410.379
Resultado de Otras Inversiones	94.490	52.557	409.954	10.287	12	-	-	109.943	(24.124)	104.777	262.512	385.830
Resultados en Ventas de Activos	9.384.038	1530.689	3.024.549	-	-	-	-	-	-	9.384.038	1530.689	3.024.549
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(164.204.641)	296.659.497	453.623.438	105.828.442	157.525.602	165.348.118	(75.315.743)	(76.863.977)	(52.641.280)	(133.691.942)	377.321.122	566.330.276
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	97.419.625	(40.347.869)	(113.783.941)	(23.421.217)	(38.748.555)	(42.967.123)	7.306.699	17.868.520	3.268.545	81305.107	(61227.904)	(53.482.519)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(66.785.016)	256.311.628	339.839.497	82.407.225	118.777.047	122.380.995	(68.009.044)	(58.995.457)	(49.372.735)	(52.386.835)	316.093.218	412.847.757
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(66.785.016)	256.311.628	339.839.497	82.407.225	118.777.047	122.380.995	(68.009.044)	(58.995.457)	(49.372.735)	(52.386.835)	316.093.218	412.847.757
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(50.860.313)	296.153.605	361.709.937
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.526.522)	19.939.613	51.137.820

En miles de pesos chilenos - M\$

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Generación			Distribución			Holding y Eliminaciones			Totales		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Flujo de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	551.979.917	754.113.794	638.607.494	111.689.249	50.246.845	117.692.384	92.197.032	(60.648.225)	(20.774.356)	755.866.198	743.711.719	735.525.522
Flujo de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(100.557.328)	(426.038.012)	(451.284.432)	(111.939.127)	(28.896.947)	(123.070.452)	(342.154.935)	143.403.148	(130.720.810)	(554.651.390)	(311.531.811)	(188.155.694)
Flujo de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(469.832.875)	(453.927.358)	(249.051.150)	1578.034	(23.901.991)	(32.268.227)	340.585.507	37.393.661	124.789.253	(127.669.334)	(440.435.688)	966.576.876

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.

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

36.1. Garantías directas

Al 31 de diciembre de 2020, Enel Chile mantiene compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$6.458.055.505 (M\$7.647.064.710 al 31 de diciembre de 2019).

36.2. Garantías indirectas

En miles de pesos chilenos - M\$

Nombre del contrato	Fecha de término	Acreedor de la Garantía	Deudor			Tipo de Garantía	Saldo pendiente de la Obligación	
			Nombre	Relación	Moneda		al 31.12.2020	al 31.12.2019
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	UF	7.672.851	11.646.991
Contrato de apertura de crédito	Diciembre de 2020	Scotiabank Chile	Enel Green Power Chile S.A.	Subsidiaria	Aval	US\$	-	12.882.048
Contrato de apertura de crédito	Noviembre de 2022	Pto. GDN BID	Enel Green Power Chile S.A.	Subsidiaria	Aval	US\$	21.368.491	22.592.723
Contrato de apertura de crédito	Diciembre de 2021	Scotiabank Chile	Enel Green Power Chile S.A.	Subsidiaria	Aval	US\$	106.811.188	113.069.511
Contrato de garantía	Diciembre de 2027	Enel Finance International N.V.	Enel Green Power Chile S.A.	Subsidiaria	Aval	US\$	458.115.841	484.341.824

(*) 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.

36.3. Litigios y arbitrajes

- 1.1** Demanda de responsabilidad extracontractual interpuesta por Inversiones Tricahue, en contra de Enel Chile S.A., alegando la supuesta responsabilidad que le cabe en las pérdidas económicas sufridas producto de la reestructuración societaria. Como petición principal se demanda la suma de M\$72.558.025, y como petición subsidiaria la suma de M\$12.431.395. Se notifica la demanda con fecha 29 de octubre de 2020, dentro de plazo Enel opone excepción de incompetencia absoluta del tribunal, excepción que fue rechazada por el tribunal con fecha 22 de diciembre, se presenta recurso de apelación que se encuentra pendiente de vista y fallo. El 5 de enero de 2021 se contesta la demanda.
- 2.1** 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 S.A. y su contratista Sociedad de Servicios Personales para el Área Eléctrica Limitada, sean condenadas solidariamente al pago de la suma total de M\$2.000.000 (M\$1.000.000 para la primera y M\$500.000 para cada una de las dos últimas) por el daño moral sufrido a consecuencia de la muerte de su cónyuge y padre, respectivamente, don David Letelier Riveros (Q.E.P.D.), ocurrido el día 25 de mayo de 2013, a consecuencia de las lesiones sufridas luego de que con motivo de recibir una descarga eléctrica cayó desde altura de un poste de alumbrado público en el que trabajaba. Se dicta sentencia con fecha 7 de noviembre de 2017, la cual condena solidariamente a SSPAEL Ltda. y a Enel Distribución Chile S.A. a pagar la suma de M\$90.000 por concepto de daño moral a los demandantes, más reajustes y costas. El 24 de noviembre de 2017 Enel Distribución Chile 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. El 10 de enero de 2019 se interpone recurso de casación, pendiente de resolución 14° Civil Santiago, Rol C-7304-2014.
- 2.2** 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 S.A. 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 S.A. en su calidad de mandante de Azeta. Está terminado el periodo de discusión. Pendiente notificación al demandante del incidente de abandono del procedimiento. 5° Civil Santiago, Rol C-233-2017.
- 2.3** 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 S.A. sea condenada al pago de la suma de M\$704.860 (M\$264.860 por lucro cesante y M\$440.000 por daño moral), debido al accidente ocurrido el día 22 de junio de 2015 y que afectó a Víctor Hugo Coronado González, quien recibió una descarga eléctrica y resultó con severas lesiones. 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, estando pendiente su resolución. 7° Civil de Santiago, Rol C-15965-2017.

- 2.4** Demanda de cumplimiento de contrato e indemnización de perjuicios interpuesta por la Inmobiliaria Proyecto CR S.A. en contra de Enel Distribución, con ocasión de contratos de suministro de energía eléctrica en los inmuebles ubicados en Lote 7 A1 con ingreso por Avenida Camino Real N°4690 y Lote 7 A 2 con ingreso por Avenida Camino Real N°4680, comuna de Lo Barnechea. Se solicita que Enel Distribución Chile S.A. sea condenada al pago de 253.422UF, equivalente a M\$7.367.061. El 9 de diciembre de 2020 se contestó la demanda. Habiendo concluido el periodo de discusión, se encuentra pendiente la realización de la audiencia de conciliación. 29° Civil Santiago, Rol C-15986-2020.
- 2.5** Mediante Resolución Exenta N°21.036 de fecha 3 de noviembre de 2017 la SEC confirmó la multa impuesta a Enel Distribución Chile S.A. por 35.611 UTM (M\$1.817.194), al resolver desfavorablemente el Recurso de Reposición interpuesto con fecha 14 de enero de 2016, en contra de la Resolución Exenta N°11.750 de 29 de diciembre de 2015. Lo anterior, por estimar que Enel Distribución Chile S.A. excedió reiteradamente los índices de continuidad de suministro establecidos en la ley, en el período 2013-2014. En contra de la referida resolución Enel Distribución Chile S.A. presentó Recurso de Reclamación ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 28 de noviembre de 2017, Ingreso Corte N°14.013-2017. 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. Con fecha 7 de noviembre 2019 el Tribunal rechaza el Recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad, reanudándose el procedimiento de reclamación con fecha 22 de noviembre 2019. El 16 de enero de 2020 se oyeron alegatos. Con fecha 8 de septiembre de 2020, el tribunal resolvió que rechazaba la acción presentada por Enel, por lo que con fecha 22 de septiembre de 2020 se apeló a dicha resolución. Con fecha 20 de octubre del año 2020 esta causa subió a la Corte Suprema bajo el rol 130052-2020. El día 5 de noviembre de 2020 se realizaron los alegatos, quedando en acuerdo la causa. El día 20 de noviembre de 2020, la corte solicitó un informe a la SEC, este debía señalar la fórmula matemática que utiliza la superintendencia para aplicar las multas a los regulados, este informe serviría como medida para mejor resolver, este documento fue evacuado el día 10 de diciembre del 2020, donde nuestra parte hizo observaciones sobre el mismo con fecha 16 de diciembre de 2020. Hasta la fecha la Corte no ha fallado el recurso.
- 2.6** Mediante Resolución Exenta N°24.805 de fecha 20 de julio de 2018 la SEC confirmó la multa impuesta a Enel Distribución Chile S.A. por 80.000 UTM (M\$4.082.320), al resolver desfavorablemente el Recurso de Reposición en contra de la Resolución Exenta N°21.788 de fecha 29 de diciembre de 2017. Lo anterior, por estimar que Enel Distribución S.A. 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 2018 solicitamos al tribunal designar un nuevo perito ingeniero civil eléctrico, el que fue nombrado en resolución de fecha 15 de marzo 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 evacuamos con fecha 5 de septiembre 2019, aceptando lo honorarios y la forma de pago. El 28 de noviembre de 2019 se llevó a efecto la audiencia de reconocimiento. El 20 de diciembre de 2019 se pidió certificar si el periodo de prueba había concluido, lo cual el secretario realizó con fecha 7 de enero de 2020. El 29 de enero de 2020 el Perito designado evacuó el informe. Con fecha 5 de febrero de 2020 solicitamos acumulación de autos con la causa IC 339-2018, ventilada también en la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago entre las mismas partes, donde la SEC nos multó por 10.000 UTM (M\$510.290), respecto a hechos ocurridos también en el temporal de viento y nieve de julio del año 2017. El 6 de febrero de 2019, la Ilustrísima

Corte de Apelaciones de Santiago tuvo por evacuado el informe del Perito y, respecto a la solicitud de acumulación, pidió a la secretaria certificar lo que corresponde. Con fecha 10 de febrero de 2020, el ministro de fe certifica que los dos recursos impugnan actos administrativos distintos, aunque existe una estrecha relación entre ambos. Mediante resolución de fecha 7 de febrero de 2020, la Ilustrísima Corte de Apelaciones no da lugar a la solicitud de acumulación y el 21 de febrero de 2020, repusimos respecto a la misma. Al respecto, la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago dio traslado a la SEC con fecha 27 de febrero de 2020 para que se pronuncie al efecto. Con fecha 12 de marzo de 2020 se certificó que la SEC no evacuó el traslado conferido. El 18 de marzo de 2020, mediante un escrito de “tégase presente”, señalamos a la Ilustrísima Corte de Apelaciones algunos puntos sobre los cuales debería sostenerse su decisión de acoger nuestra reposición. Con fecha 23 de julio de 2020, el tribunal resuelve Vista en pos de otro respecto a causa 339-2018, acumulando la vista de estas dos causas. Con fecha 29 de julio de 2020 Esta parte consigna el dinero del perito, completando así su obligación respecto del pago del mismo. El día 5 de agosto de 2020, el tribunal resuelve que se tiene presente el pago efectuado y solicita certificación a la secretaria del tribunal para determinar si se cumplió con toda la obligación relativa al pago del perito. Con fecha 20 de agosto de 2020 esta parte solicita se gire a nombre del perito los fondos correspondientes a su actuación, solicitando el giro del cheque. El día 21 de agosto de 2020, el tribunal señala que existen incongruencias entre los montos y el depósito por lo que pide a esta parte que aclare dichas incongruencias. Con fecha 26 de agosto de 2020 se evacua escrito de nuestra parte saneando dichas incongruencias. El día 21 de septiembre el tribunal tiene por cumplido lo ordenado solicitado se certifique lo que corresponda, certificándose que los dineros están listos para ser entregados al perito con fecha 24 de septiembre de 2020. El día 2 de octubre de 2020 finalmente se resuelve que se gire el cheque al perito como pago por su informe, cheque que fue entregado al perito con fecha 16 de noviembre del año 2020.

- 2.7** Mediante Resolución Exenta N°24.821 de fecha 23 de julio de 2018 la SEC confirmó la multa impuesta a Enel Distribución Chile S.A. por 10.000 UTM (M\$510.290), 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 S.A. no brindó un servicio de atención comercial adecuado y oportuno en relación al corte de suministro ocurrido el 15 de julio de 2017 (evento de la Nevazón), lo que se traduciría en no haber contado con adecuados sistemas de atención e información de los clientes. En contra de 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 de febrero de 2019, donde solicitamos también audiencia para designación de perito, acogiendo la petición y fijando audiencia la Corte con fecha 13 de febrero de 2019. Con fecha 28 de febrero de 2019 solicitamos que la Corte designara un perito, 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. El 27 de noviembre de 2019 el perito giró el cheque. Con fecha 24 de marzo de 2020, la ICA de Santiago suspende de oficio el procedimiento, fundado en la contingencia sanitaria. El 18 de abril de 2020 el perito designado evacuó el informe, el que se tuvo por acompañado con fecha 26 de mayo de 2020, fecha en la cual también se reanudó el procedimiento y se solicitó al secretario certificar si el periodo de prueba se encontraba vencido. El 2 de junio de 2020 se certifica esto último, quedando en estado de relación la causa. El 22 de junio de 2020 hicimos presente al tribunal la solicitud de acumulación efectuada en el proceso IC N° 340-2018 determinándose en esta causa la vista en pos de la causa IC N° 340-2018 con fecha 23 de julio de 2020. El día 29 de julio de 2020 se Consigna dinero para el perito, dinero que fue solicitado con fecha 20 de agosto de 2020, resolviéndose el 11 de septiembre 2020 que previo a resolver el giro del cheque era necesario que se certificara que estaba la cantidad, cuestión que fue certificada por la secretaria de la corte con fecha 8 de octubre de 2020. Finalmente, ante lo ya certificado,

nuevamente se solicitó el giro del cheque con fecha 22 de octubre de 2020, cheque que fue entregado al perito con fecha 16 de noviembre del año 2020.

- 2.8** 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\$102.058), 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 presentamos 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. con fecha El 29 de octubre de 2019 se oyeron alegatos y posteriormente con fecha 6 de diciembre de 2019 la Corte de Apelaciones de Santiago dictó fallo, rechazando el recurso de reclamación interpuesto Respecto del mismo, el 18 de octubre de 2019 presentamos Recurso de Apelación. El 15 de enero de 2020 se oyeron alegatos, la causa quedó en acuerdo y se designó como redactor de la sentencia al ministro Sergio Muñoz Gajardo. El 25 de mayo de 2020 la Corte Suprema dictó sentencia, confirmando la multa impuesta por la SEC. Con fecha 28 de octubre del año 2020, se dictó el cúmplase de la sentencia de la corte suprema. Pendiente pago de la multa.
- 2.9** Mediante Resolución Exenta N° 31.912, de fecha 20 de febrero de 2020, la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 1.000 UTM (M\$51.029), por estimar que Enel Distribución Chile no habría dado cumplimiento a su obligación de mantener en buen estado los postes de media tensión ubicados en la comuna de Cerro Navia. Del mismo modo, la Autoridad consideró que Enel Distribución cometió una segunda infracción que se habría configurado al encontrarse circuitos cuyos conductores de acometida no se encontraban protegidos contra las sobrecorrientes, ubicados en la misma comuna. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile presentó recurso de reclamación ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago, ventilado bajo el I.C N° 142-2020, el que fue proveído con fecha 21 de abril de 2020, pidiendo informe a la SEC, quien lo evacuó con fecha 28 de abril de 2020. La causa quedó en estado de relación con fecha 4 de mayo de 2020, el día 21 de julio de 2020 fueron los alegatos de la causa, quedando en acuerdo. El día 29 de julio de 2020 la corte rechazó los argumentos de Enel, por lo que con fecha 10 de agosto de 2020 se apeló a la sentencia de la Corte de apelaciones. Subió a la Corte Suprema con fecha 8 de septiembre de 2020 bajo el rol 119225-2020, con fecha 29 de septiembre de 2020 se fijaron alegatos para el día 5 de octubre de 2020. Llegado el día, se realizaron los alegatos, donde finalmente se confirmó la sentencia de la corte de apelaciones. El día 9 de noviembre del año 2020 se dictó el cúmplase de la sentencia de la corte suprema. Pendiente de pago esta multa.
- 2.10** 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\$1.020.580), 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 que fue acogido parcialmente en resolución exenta N° 32.515, fijando la multa en 10.000 UTM (M\$510.290). Dicha resolución fue reclamada ante la ICA de Santiago bajo el rol 450-2020, ingresando dicha presentación con fecha 19 de agosto de 2020, certificándose la consignación judicial necesaria para este tipo de reclamaciones con fecha 24 de septiembre de 2020. El día 2 de octubre del año se dio curso a reclamación, pidiéndose informe a la SEC con fecha 6 de octubre del mismo año, informe que fue evacuado el día 20 de octubre, pasando la causa a estado de relación el día 21 de octubre del 2020. Luego de algunas suspensiones se agregó la causa para su vista el día 25 de noviembre del 2020, donde se realizaron los alegatos de las partes, quedando en acuerdo hasta la fecha.

- 2.11** 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\$862.951), 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, petición que fue rechazada en resolución exenta N°32.760. Como consecuencia de lo anterior, dicha resolución ha sido reclamada ante la ICA de Santiago bajo el rol 493-2020, ingresando dicha presentación con fecha 9 de septiembre de 2020. El 10 de septiembre se subió un escrito dando cuenta que no se pudo realizar la consignación judicial dado el problema informático del Banco Estado, acompañando certificado del mismo Banco que da cuenta de la situación. El día 29 de septiembre de 2020 se acompañó la boleta de consignación. El tribunal con fecha 5 de octubre de 2020 pidió que se certificara la consignación, certificándose que no figuraba dicha consignación hasta el 7 de octubre de 2020, por lo que el 9 de octubre de 2020 el tribunal resolvió que previo a proveer debíamos dar cuenta de la consignación, escrito que fue enviado con fecha 14 de octubre de 2020 dando cuenta nuevamente de que el monto estaba consignado, certificándose el día 21 de octubre de 2020 que sí estaban los montos consignados. El día 26 de octubre el tribunal nuevamente nos apercibió solicitando que diéramos cuenta la fecha en que fuimos notificados de la resolución que estábamos reclamando, cumpliéndose lo ordenado por el tribunal con fecha 29 de octubre del 2020.
- 2.12** Mediante Resolución Exenta N°32.555 de fecha 13 de mayo de 2020, la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 10.000 UTM (M\$510.290), por estimar que efectuó la operación de las instalaciones de su propiedad con infracción a la normativa eléctrica vigente, al no mantener en buen estado sus instalaciones de la línea 11Kv El Salto- Almendros ocurrida el 28 de julio de 2018, afectando con esta acción a 233.000 Clientes. Además de lo anterior, la resolución también lo sanciona por entregar información errónea al coordinador eléctrico nacional. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile presentó recurso de reposición, el que fue rechazado por la autoridad mediante resolución exenta número N°33.230 de fecha 31 de agosto de 2020. Como consecuencia de lo anterior, dicha resolución ha sido reclamada ante la ICA de Santiago bajo el rol 493-2020, ingresando dicha presentación con fecha 16 de septiembre de 2020. Con fecha 24 de septiembre de 2020 se apercibió a nuestra parte a corregir el petitorio del escrito ya que se había individualizado mal la resolución exenta, con fecha 29 de septiembre del 2020 se cumplió lo ordenado. Con fecha 6 de octubre de 2020 se certificó que se había consignado el dinero necesario para hacer la reclamación, el 9 de octubre de 2020 nuevamente el tribunal determinó que había que cumplir completamente la resolución de fecha 24 de septiembre de 2020, por lo que pidió que cumpliéramos lo ordenado respecto a establecer la fecha cierta de la notificación de la resolución N°33.230. Cumpliéndose lo ordenado con fecha 14 de octubre de 2020, la corte determino con fecha 29 de octubre de 2020 que la reclamación era extemporánea por lo que la declaró inadmisibile. El día 3 de noviembre de 2020 esta parte repuso con apelación en subsidio a esta resolución, reposición que el día 5 de noviembre fue rechazada por la corte, por lo que la causa subió a la Corte Suprema para que revisara la admisibilidad de la reclamación. El día 20 de noviembre de 2020, la causa subió a la Corte Suprema bajo el rol 138642-2020 de esa Corte. Con fecha 1 de diciembre del año 2020, se tuvo la vista de la causa, donde el mismo día el tribunal dicto su sentencia, en ella se rechazaron los argumentos de nuestra parte, ahora bien el máximo tribunal de oficio rectificó la resolución de la Corte de Apelaciones, ya que a su juicio la forma de contar los plazos era errada, por lo que dado el criterio que fue utilizado por la Corte Suprema se entendió que la reclamación fue interpuesta dentro de plazo, por lo que se declaró que era admisible. Con fecha 21 de diciembre de 2020, se dictó el cúmplase en la Corte de Apelaciones.
- 2.13** Mediante Resolución Exenta N°33.048 de fecha 5 de agosto de 2020 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 1.000 UTM (M\$51.029), por estimar que Enel Distribución es responsable del mal estado del tendido eléctrico de la calle Atom 584, Maipú, al no mantener en buen estado los postes de energía eléctrica, cuestión que a juicio de la SEC ocasionó los accidentes de un menor de 3 años y un joven de 18 años, quienes

tuvieron contacto indirecto con el tendido eléctrico. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile presentó recurso de reposición, que fue rechazado por la resolución exenta N° 33.404 de fecha 7 de octubre de 2020. Como consecuencia de lo anterior, dicha resolución ha sido reclamada ante la ICA de Santiago bajo el rol 673-2020, ingresando dicha presentación con fecha 31 de octubre de 2020, certificándose la consignación necesaria para este tipo de reclamación con fecha 6 de noviembre de 2020.

2.14 Mediante Resolución Exenta N° 32.976 de fecha 24 de julio del 2020 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 40.000 UTM (M\$2.041.160), por estimar que Enel Distribución incumplió lo dispuesto en el artículo 72°-14 de la Ley de servicios eléctricos, infracción que se configura al no disponer, en el plazo de 18 meses desde la publicación de la norma técnica de calidad de servicio para el sistema de distribución en el Diario Oficial, de medición en sus cabeceras respecto del 80% de sus alimentadores. En contra de dicha resolución, Enel Distribución Chile presentó recurso de reposición, que fue rechazado por la resolución exenta N° 33.498 de fecha 27 de octubre de 2020. Como consecuencia de lo anterior, dicha resolución ha sido reclamada ante la ICA de Santiago bajo el rol 711-2020, ingresando dicha presentación con fecha 13 de noviembre de 2020, certificándose la consignación necesaria para este tipo de reclamación con fecha 17 de noviembre de 2020. Con fecha 18 de noviembre del año 2020, se dio curso a la reclamación, solicitando informe a la SEC, informe que fue evacuado con fecha 1 de diciembre de 2020, pasando la causa al estado de relación desde el 4 de diciembre de 2020, fijándose su vista para el día 16 de diciembre de 2020, suspendiéndose la vista de la causa por la SEC el día 15 de diciembre de 2020, pendiente que vuelva a estar en tabla.

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por M\$10.882.854 al 31 de diciembre de 2020 (ver Nota 25). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritos 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.

36.4. 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 comprometida de Enel Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en junio 2019 y que expira en junio de 2024, indica que el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$150 millones en una deuda individual, 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 31 de diciembre de 2020, 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 en una deuda individual, 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 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por el Yankee Bond totaliza M\$697.736.223.

En los bonos de Enel Generación Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Generación Chile, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones en una deuda individual, 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 2024, 2027, 2037 y 2097. Para el caso del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el principal de la deuda de forma individual que da origen al cross default es de US\$50 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por los Yankee Bonds totaliza M\$510.368.873.

Los bonos de Enel Generación Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda los US\$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M\$283.294.982.

El préstamo bancario que Enel Green Power Chile suscribió 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 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por este préstamo totaliza M\$21.354.969.

Las líneas de crédito no comprometidas de Enel Distribución Chile, estipulan que el cross default se puede desencadenar por incumplimiento de la deuda a nivel individual que del propio Emisor en cualquier obligación contraída a favor de cualquier acreedor. Una vez ocurrido el evento de incumplimiento, el banco comunicará a Enel Distribución Chile sobre el término de la línea de crédito. Al 31 de diciembre de 2020, estas líneas de créditos no se encontraban desembolsadas.

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 31 de diciembre de 2020, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,31.
- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$761.684 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de diciembre de 2020, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Enel Generación Chile fue de CLP 1.729.218 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 31 de diciembre de 2020, la relación mencionada fue de 19,75.
- 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 US\$500 millones, 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 originen 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 31 de diciembre de 2020, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue en US\$244,15 millones, indicando que Enel Generación Chile es un acreedor neto de sus empresas relacionadas.

Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Ídem Serie H.
- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

Por su parte, los "Yankee Bonds" emitidos por Enel Generación Chile y Enel Chile no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de diciembre de 2020, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Chile era Nivel de Endeudamiento Consolidado.

El resto de compañías del Grupo no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 31 de diciembre de 2020, tanto Enel Chile como sus filiales no se encontraban 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.

36.5. Contingencia por COVID-19

El 30 de enero de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el brote del nuevo coronavirus 2019, o COVID-19, como una "Emergencia de salud pública de preocupación internacional". El 11 de marzo de 2020, la OMS confirmó que el brote de COVID-19 ha alcanzado el nivel de pandemia, la cual podría afectar significativamente a Chile, así como a nuestros socios comerciales dentro y fuera de país.

Para hacer frente a esta emergencia de salud pública internacional por COVID-19, el 18 de marzo de 2020 el presidente Sebastián Piñera decretó Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe, instaurando medidas de contención, específicamente destinadas a restringir la libre circulación de las personas, las cuales incluyen toques de queda, cuarentenas selectivas obligatorias, prohibición de reuniones masivas, cierre temporal de empresas y negocios, entre otras medidas.

En esta línea, nuestra subsidiaria Enel Distribución Chile anunció algunas medidas preventivas, como dejar de leer medidores y focalizar las actividades en terreno a las operaciones esenciales para la continuidad de suministro. Asimismo, anunció medidas extraordinarias para apoyar a las familias más vulnerables, consistentes

en la suspensión del corte de suministro por no pago y el ofrecimiento de facilidades de pago en cuotas, sin pie y sin intereses para aquellos que posean una deuda con la compañía.

Por otra parte, el Grupo emitió directrices destinadas a garantizar el cumplimiento de las medidas introducidas por el gobierno y ha emprendido numerosas acciones para adoptar los procedimientos más adecuados para prevenir y/o mitigar los efectos del contagio por COVID-19 en el ámbito laboral, garantizando al mismo tiempo la continuidad del negocio. Lo anterior, ha sido posible principalmente debido a:

- el uso del teletrabajo para todos los empleados cuyos trabajos se pueden realizar de forma remota (75% de la dotación), modalidad introducida desde hace algunos años en el Grupo que, gracias a las inversiones en digitalización, permite el trabajo de forma remota con el mismo nivel de eficiencia y efectividad;
- la digitalización de procesos e infraestructura, que aseguran el normal funcionamiento de nuestros activos de generación, la continuidad del servicio eléctrico y la gestión remota de todas las actividades relacionadas con el mercado y la relación con el cliente.

Todos los esfuerzos de la compañía siguen focalizados en garantizar el funcionamiento correcto y seguro de nuestras operaciones, resguardando al mismo tiempo la salud y seguridad de nuestros colaboradores.

Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley 21.249 sobre Servicios Básicos, que contempla medidas extraordinarias de apoyo a los clientes más vulnerables, medidas que en su mayoría Enel Distribución Chile venía aplicando de manera voluntaria. Entre las medidas señaladas está la suspensión de corte por deudas de suministro y la posibilidad de firmar convenios de pago en cuotas por deudas de suministro, en ambos casos, a un universo de clientes vulnerables. El beneficio de no corte tenía una duración de 90 días siguientes a la publicación de la Ley, y las deudas que se acumularan sobre los clientes que se hubieren acogido a esta medida debían ser canceladas en un máximo de 12 cuotas desde el término del plazo de gracia.

Posteriormente, con fecha 29 de diciembre de 2020, se promulgó la Ley 21.301 que prorrogó los plazos definidos en la Ley N°21.249, fijándose la duración del beneficio a 270 días siguientes a la promulgación de esta nueva Ley en vez de los 90 días iniciales. Así también, la cantidad de cuotas se modificó a máximo 36 en reemplazo de las 12 cuotas máximas definidas con anterioridad.

En relación al grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo y sus efectos en los resultados de la Compañía al 31 de diciembre de 2020, éstos se relacionan fundamentalmente con un aumento en la pérdida por deterioro en las cuentas comerciales (ver Notas 2.3, 3.g.3, 9.d y 26.2).

37. DOTACION

La dotación de Enel Chile al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

País	al 31.12.2020			Total
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	
Chile	55	2.025	117	2.197
Argentina	-	5	17	22
Total	55	2.030	134	2.219
Promedio	54	2.010	138	2.202

País	al 31.12.2019			Total
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	
Chile	56	1.915	139	2.110
Argentina	-	6	17	23
Total	56	1.921	156	2.133
Promedio	58	1.887	159	2.104

38. SANCIONES

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

1. Enel Generación Chile S.A.

Al 31 de diciembre de 2020 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\$25.515), por supuestas infracciones en el cumplimiento de obligaciones y normas de disposición de residuos en el vertedero Cantarrana.

Al 31 de diciembre de 2020 se encuentra pendiente de resolución el proceso sancionatorio seguido ante la SEREMI de Salud de Valparaíso, iniciado mediante Acta de Inspección N°1705213, por un monto de 500 UTM (M\$25.515), 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.

Al 31 de diciembre de 2020, se encuentra pendiente de resolución el proceso sancionatorio seguido ante la SEREMI de Salud de Tarapacá, iniciado mediante Acta de Inspección N° 000766, por un monto de 500 UTM (M\$25.515), por la supuesto infracción de CELTA en el uso de Cal en las Central Térmica Tarapacá.

Al 31 de diciembre de 2020, se encuentra pendiente de resolución el proceso sancionatorio seguido ante la SEREMI de Salud de Coquimbo, iniciado mediante Acta de Inspección N° 10066, del 21 de junio de 2016, por un monto de 500 UTM (M\$25.515) por la supuesta infracción cometida por Gasatacama, hoy Enel Generación Chile al mantener residuos en un área no autorizada.

Al 31 de diciembre de 2020, se encuentra pendiente de resolución el proceso sancionatorio iniciado por la SEREMI de Salud de la región Metropolitana, iniciado mediante resolución exenta N° 20131261, por un monto de 50 UTM. (M\$2.551) por la supuesta infracción a normativa sanitaria por COVID-19.

2. Enel Distribución Chile S.A.

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\$102.058), 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°32.918 de fecha 14 de julio de 2020 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 10.000 UTM (M\$510.290), por estimar que durante el día 7 de marzo de 2019 incumplió con su deber de mantención del servicio eléctrico al existir desconexiones de la barra 12 KVN°1 y de la barra de transferencia en S/E Brasil, a causa de la falla del arco eléctrico originado por una maniobra de cierre y posterior apertura de un conector bajo carga, por personal de terreno, durante el desarrollo de trabajos en la subestación.

Mediante Resolución Exenta N°33.196 de fecha 25 de agosto de 2020 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 22.000 UTM (M\$1.122.638), por estimar que incumplió el artículo 4-2 de la normativa de calidad técnica del servicio de distribución, lo que se desprende de la información aportada por la empresa en el proceso denominado "interrupciones año 2018", la cual indica que ha sobrepasado el límite máximo de SAIDI, establecido en la normativa vigente en al menos 4 comunas. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile presentó recurso de reposición (pendiente de resolución).

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por M\$1.839.490 al 31 de diciembre de 2020 (ver Nota 25). 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.

39. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales al por los ejercicios al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$			al 31.12.2020					al 31.12.2019		
Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso ejercicio anterior
Pehuenche	CENTRAL PEHUENCHE	Manejo de Residuos	En proceso	13.228	-	13.228	19.298	31.12.2021	32.426	3.165
		Sanamiento Ambiental	En proceso	3.528	-	3.528	5.334	31.12.2021	8.862	1.988
		Materiales Medioambiente	En proceso	4.993	-	4.993	24.720	31.12.2021	29.713	9.061
		Campañas y Estudios	En proceso	4.235	-	4.235	6.80	31.12.2021	10.415	-
	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. Esta actividad contempla el mantenimiento de la franja de servidumbre de una línea de alta tensión entre 34.5 y 500 kV.	Terminado	305.701	-	305.701	-	31.12.2020	305.701	2.600
	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Poda de arboles en cercanías de la red de media y baja tensión	Terminado	303.873	-	303.873	-	31.12.2020	303.873	67.291
	MEJORAS EN LA RED MT	Reemplazo trafo subterráneos por Norma Técnica (PCB)	Terminado	3.296.066	-	3.296.066	-	31.12.2020	3.296.066	3.507.502
	REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES POR NORMA TÉCNICA (PCB)	Este proyecto corresponde a: - reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT - reemplazo de red concentral por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT - reemplazo de transformadores con problemas de cargabilidad	Terminado	91.353	91.353	-	-	31.12.2020	91.353	170.077
Enel Distribución Chile S.A.	GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	El servicio consiste en la mantención de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de Enel. Mantenimiento arborización de SSEE y retiro de maleza, escombros y basura, perímetro exterior. Se realizó el retiro y traslado.	Terminado	340.704	-	340.704	-	31.12.2020	340.704	64.737
	GESTIÓN DE RESPTEL	Gestión retiro y tratamiento residuos peligrosos	Terminado	19.122	-	19.122	-	31.12.2020	19.122	103.847
	PROYECTO NORMALIZACIÓN SEC (CAPEX)	Mantenimiento arborización de SSEE y retiro de maleza, escombros y basura, perímetro exterior.	Terminado	1.774.455	1.774.455	-	-	31.12.2020	1.774.455	-
	MANEJO AMBIENTAL	Manejo Ambiental de Reforestación en Parque Metropolitano	Terminado	1.374	-	1.374	-	31.12.2020	1.374	2.337
	ANÁLISIS DE ACEITE A T D DE PODER (OPEX)	Se realizó el retiro y traslado a botadero de material deshecho desde una Subestación.	Terminado	32.096	-	32.096	-	31.12.2020	32.096	-
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorológica, Auditoría ambiental red de monitoreo 1 al año, Validación Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocinéticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS.	En proceso	595.987	95.976	500.011	599.144	31.12.2021	1.195.131	2.307.825
	GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	2.048.635	1.68.028	1.890.607	1.520.333	31.12.2021	3.568.968	7.151.486
	GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	263.737	-	263.737	-	31.12.2020	263.737	759.980
	Manejo de Residuos	Contratos por Retiro de residuos peligrosos y no peligrosos, y retiro residuos domiciliarios	En proceso	84.113	-	84.113	148.447	31.12.2021	232.560	33.841
	Sanamiento Ambiental	Contratos por Control de vectores, desratización, desinsección	En proceso	46.957	-	46.957	134.448	31.12.2021	151.405	36.175
	Análisis de Aguas	Monitoreo y análisis de agua potable y aguas servidas	En proceso	-	-	35.266	44.588	31.12.2021	-	-
	Arriendo/Gastos Vehículos	Arriendo vehículos para viaje de Medio Ambiente (visitas a terreno/ Plantas)	En proceso	5.176	-	5.176	66.741	31.12.2021	118.457	-
Enel Green Power Chile S.A.	Campañas y Estudios	Contratos por Monitoreos Ambientales (Colisión de Aves- Flora y Fauna- Arqueología, otros)	En proceso	169.321	-	169.321	355.550	31.12.2021	544.871	147.392
	Contraparte Técnica Estudios Ambientales	Contraparte Técnica Estudios Ambientales	En proceso	-	-	-	5.287	31.12.2021	5.287	-
	Materiales Medioambiente	Compra materiales de medio ambiente (contenedores, kit antiderrames, otros)	En proceso	32.032	-	32.032	40.578	31.12.2021	72.610	4.822
	Planta Tratam. Aguas Servidas	Contrato por Retiro y limpieza de fosas y aguas servidas	En proceso	8.066	-	8.066	31.591	31.12.2021	39.657	17.629
	Servicios Externalizados	Otros servicios (contratos con terceros)	En proceso	222.291	-	222.291	297.167	31.12.2021	519.458	53.970
	Viajes Medioambiente	Pasajes- alojamientos y viáticos por visita a terreno en instalaciones	En proceso	56.820	-	56.820	85.160	31.12.2021	140.368	-
	Manejo de Residuos	Contratos por Retiro de residuos peligrosos y no peligrosos, y retiro residuos domiciliarios	En proceso	2.1992	-	2.1992	32.918	31.12.2021	54.910	-
	Sanamiento Ambiental	Contratos por Control de vectores, desratización, desinsección	En proceso	6.500	-	6.500	14.319	31.12.2021	20.819	-
	Campañas y Estudios	Contratos por Monitoreos Ambientales (Colisión de Aves- Flora y Fauna- Arqueología, otros)	En proceso	313.280	-	313.280	339.170	31.12.2021	652.450	-
	Materiales Medioambiente	Compra materiales de medio ambiente (contenedores, kit antiderrames, otros)	En proceso	91	-	91	3.559	31.12.2021	3.650	-
	Planta Tratam. Aguas Servidas	Contrato por Retiro y limpieza de fosas y aguas servidas	En proceso	4.816	-	4.816	1324	31.12.2021	6.140	-
	Manejo de Residuos	Contratos por Retiro de residuos peligrosos y no peligrosos, y retiro residuos domiciliarios	En proceso	13.064	-	13.064	16.580	31.12.2021	31.644	11.865
	Sanamiento Ambiental	Contratos por Control de vectores, desratización, desinsección	En proceso	6.939	-	6.939	4.109	31.12.2021	11.048	-
Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Campañas y Estudios	Contratos por Monitoreos Ambientales (Colisión de Aves- Flora y Fauna- Arqueología, otros)	En proceso	76.595	-	76.595	-	31.12.2021	76.595	63.666
	Planta Tratam. Aguas Servidas	Contrato por Retiro y limpieza de fosas y aguas servidas	En proceso	2.087	-	2.087	-	31.12.2021	2.087	1.738
	Manejo de Residuos	Contratos por Retiro de residuos peligrosos y no peligrosos, y retiro residuos domiciliarios	En proceso	39.521	-	39.521	31.508	31.12.2021	71.029	37.904
	Sanamiento Ambiental	Contratos por Control de vectores, desratización, desinsección	En proceso	33.992	-	33.992	36.542	31.12.2021	70.534	33.467
Almeyda Solar SpA	Análisis de Aguas	Monitoreo y análisis de agua potable y aguas servidas	En proceso	-	-	-	24.435	31.12.2020	24.435	-
	Campañas y Estudios	Contratos por Monitoreos Ambientales (Colisión de Aves- Flora y Fauna- Arqueología, otros)	En proceso	63.736	-	63.736	64.80	31.12.2021	127.896	121.506
	Materiales Medioambiente	Compra materiales de medio ambiente (contenedores, kit antiderrames, otros)	En proceso	16.663	-	16.663	28.702	31.12.2021	45.365	394
	Planta Tratam. Aguas Servidas	Contrato por Retiro y limpieza de fosas y aguas servidas	En proceso	8.149	-	8.149	12.795	31.12.2021	20.944	17.419
	Total			14.046.722	5.768.806	8.313.182	3.966.677		17.967.209	15.902.027



En miles de pesos chilenos - M\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto (Terminado, En proceso)	Monto					Fecha estimada de inicio del desembolso Futuro	Total desembolsos
				Desembolsos	Activado	Gasto	desembolso a futuro			
Pehuenche	CENTRAL PEHUENCHE	Manejo de Residuos	En proceso	3.85	-	3.85	-	-	3.85	
		Saneamiento Ambiental	En proceso	1988	-	1988	-	-	1.988	
	CENTRAL CURILINQUE	Campañas y Estudios	En proceso	9.061	-	9.061	-	-	9.061	
		Saneamiento Ambiental	En proceso	882	-	882	-	-	882	
		Saneamiento Ambiental	En proceso	882	-	882	-	-	882	
	CAMBIO DE RED TRAD X CALPE	Reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	1.476.780	1.476.780	-	-	31.12.2019	1.476.780	
	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. Esta actividad contempla el mantenimiento de la franja de servidumbre de una línea de alta tensión entre 34,5 y 500 kV.	Terminado	2.600	-	2.600	-	31.12.2019	2.600	
			Terminado	67.291	-	67.291	-	31.12.2019	67.291	
	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES M T/BT	Poda de arboles en cercanías de la red de baja tensión	Terminado	3.507.502	-	3.507.502	-	31.12.2019	3.507.502	
		El servicio consiste en la mantención de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de Enel.	Terminado	64.737	-	64.737	-	31.12.2019	64.737	
Enel Distribución Chile S.A.	GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	Mantenimiento apropiación de SSEE (repto de malezas, bocamina y bosca, reforestación, etc.)	Terminado	9.706	-	9.706	-	31.12.2019	9.706	
		El servicio consiste en el desmalezaje 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.	Terminado	217,9	-	217,9	-	31.12.2019	217,9	
		Se realizó el retiro y traslado a botadero de material deshecho desde una Subestación.	Terminado	2.337	-	2.337	-	31.12.2019	2.337	
	MANEJO AMBIENTAL	Manejo Ambiental de Reforestación en Parque Metropolitano.	Terminado	970.077	-	970.077	-	31.12.2019	970.077	
	MEJORAS EN LA RED MT	Reemplazo de red desnuda M T por cable protegido	En proceso	103.847	-	103.847	-	31.12.2019	103.847	
	GESTIÓN DE RESPALD	Gestión y tratamiento residuos peligrosos	En proceso	1.683.343	1.683.343	-	-	31.12.2019	1.683.343	
	REEMPLAZO DE TRIFÁSicos MEJ CALIDAD BT	Reemplazo de transformadores con problemas de capacidad	En proceso	492.260	492.260	-	-	31.12.2019	492.260	
	REEMPLAZO DE DAE CONCENTRICA X TD. TRIF. RED CALPE	Reemplazo de red concentrica por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	576.519	-	576.519	-	31.12.2019	576.519	
	MONITOREO AMBIENTAL	Monitoreo Ambiental Cto. con SK Ecología, operación y mantenimiento CEMS	En proceso	207.966	207.966	-	-	31.12.2019	207.966	
	NORMALIZACIÓN CEMS	Normalización bodigas, gestión ambiental, regularización evalué impacto ambiental (EIA)	En proceso	2.315	-	2.315	-	31.12.2019	2.315	
Enel Generación Chile S.A.	CENTRALES HIDRAULICAS	Manejo de residuos e higienización	En proceso	1.452.658	855.667	596.491	855.667	31.12.2020	2.307.825	
	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Bocamina Uf2; Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorológica, Auditoría ambiental red de monitoreo 1 al año, Validación Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocinéticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización) y ISO 14001 certificación OHSAS, Servicio operación y mantenimiento CEMS.	En proceso	5.387.657	1.763.829	3.623.828	1.763.829	31.12.2020	7.151.486	
	GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Estudios, monitoreo, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	339.103	-	339.103	420.877	31.12.2020	759.980	
	GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Estudios, monitoreo, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	458.001	10.923	347.078	37.983	31.12.2020	495.984	
	CENTRAL QUINTERO	CEM Central Quinteros	En proceso	4.432	-	4.432	-	-	4.432	
Carrera Pinto	Manejo de Residuos	Terminado	6.466	-	6.466	-	-	6.466		
	Saneamiento Ambiental	Terminado	4.436	-	4.436	-	-	4.436		
Finis Terrae	Manejo de Residuos	Terminado	9.264	-	9.264	-	-	9.264		
	Saneamiento Ambiental	Terminado	7.674	-	7.674	-	-	7.674		
La Sila	Manejo de Residuos	Terminado	2.654	-	2.654	-	-	2.654		
	Saneamiento Ambiental	Terminado	2.902	-	2.902	-	-	2.902		
Los Buenos Aires	Manejo de Residuos	Terminado	1.509	-	1.509	-	-	1.509		
	Campañas y Estudios	Terminado	20.613	-	20.613	-	-	20.613		
	Saneamiento Ambiental	Terminado	3.989	-	3.989	-	-	3.989		
	Plantas Tratam. Aguas Servidas	Terminado	882	-	882	-	-	882		
	Materiales Medio ambiente	Terminado	5.589	-	5.589	-	-	5.589		
Enel Green Power del Sur Spa.	Manejo de Residuos	Terminado	5.098	-	5.098	-	-	5.098		
	Campañas y Estudios	Terminado	6.618	-	6.618	-	-	6.618		
	Saneamiento Ambiental	Terminado	3.459	-	3.459	-	-	3.459		
	Plantas Tratam. Aguas Servidas	Terminado	2.281	-	2.281	-	-	2.281		
	Manejo de Residuos	Terminado	83.820	-	83.820	-	-	83.820		
Renaico	Campañas y Estudios	Terminado	5.226	-	5.226	-	-	5.226		
	Saneamiento Ambiental	Terminado	982	-	982	-	-	982		
	Plantas Tratam. Aguas Servidas	Terminado	4.822	-	4.822	-	-	4.822		
	Materiales Medio ambiente	Terminado	53.970	-	53.970	-	-	53.970		
	Servicios Externalizados	Terminado	9.999	-	9.999	-	-	9.999		
Sierra Gorda	Manejo de Residuos	Terminado	42.959	-	42.959	-	-	42.959		
	Campañas y Estudios	Terminado	3.300	-	3.300	-	-	3.300		
	Saneamiento Ambiental	Terminado	127	-	127	-	-	127		
Chañares	Manejo de Residuos	Terminado	1613	-	1613	-	-	1.613		
	Campañas y Estudios	Terminado	7.981	-	7.981	-	-	7.981		
	Saneamiento Ambiental	Terminado	5.262	-	5.262	-	-	5.262		
	Plantas Tratam. Aguas Servidas	Terminado	5.591	-	5.591	-	-	5.591		
	Manejo de Residuos	Terminado	1.678	-	1.678	-	-	1.678		
Empresa Eléctrica Pangapulli S.A.	Saneamiento Ambiental	Terminado	7.091	-	7.091	-	-	7.091		
	Plantas Tratam. Aguas Servidas	Terminado	3.273	-	3.273	-	-	3.273		
	Manejo de Residuos	Terminado	1.450	-	1.450	-	-	1.450		
	Saneamiento Ambiental	Terminado	8.822	-	8.822	-	-	8.822		
	Manejo de Residuos	Terminado	785	-	785	-	-	785		
Pillmaiquén	Campañas y Estudios	Terminado	2.627	-	2.627	-	-	2.627		
	Saneamiento Ambiental	Terminado	4.129	-	4.129	-	-	4.129		
	Materiales Medio ambiente	Terminado	394	-	394	-	-	394		
	Campañas y Estudios	Terminado	46.026	-	46.026	-	-	46.026		
	Manejo de Residuos	Terminado	10.745	-	10.745	-	-	10.745		
Parque Eólico Tal Tal S.A.	Campañas y Estudios	Terminado	44.656	-	44.656	-	-	44.656		
	Saneamiento Ambiental	Terminado	2.471	-	2.471	-	-	2.471		
	Plantas Tratam. Aguas Servidas	Terminado	2.515	-	2.515	-	-	2.515		
	Manejo de Residuos	Terminado	11.546	-	11.546	-	-	11.546		
	Campañas y Estudios	Terminado	20.216	-	20.216	-	-	20.216		
Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Saneamiento Ambiental	Terminado	2.471	-	2.471	-	-	2.471		
	Manejo de Residuos	Terminado	11.865	-	11.865	-	-	11.865		
	Campañas y Estudios	Terminado	63.666	-	63.666	-	-	63.666		
Parque Eólico Talnay Oriente S.A.	Saneamiento Ambiental	Terminado	3.419	-	3.419	-	-	3.419		
	Plantas Tratam. Aguas Servidas	Terminado	1.738	-	1.738	-	-	1.738		
	Manejo de Residuos	Terminado	10.087	-	10.087	-	-	10.087		
Almeyda Solar Spa	Saneamiento Ambiental	Terminado	5.216	-	5.216	-	-	5.216		
	Plantas Tratam. Aguas Servidas	Terminado	6.040	-	6.040	-	-	6.040		
Total				16.132.535	6.245.845	9.886.690	3.078.356	19.210.891		

En miles de pesos chilenos - M\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 31.12.2018				Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
				Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro		
Pehuenche	GASTOS MEDIOAMBIENTALES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	C.H. Pehuenche E.E. Pehuenche S.A. Suministro de equipos de medición de caudales.	En proceso	48.574	48.574	-	-	-	48.574
		Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	62.560	-	62.560	-	-	62.560
	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	64.394	-	64.394	49.654	31.12.2018	154.048
	GESTIÓN DE RESPSEL	Poda de arboles en cercanía de la red de media tensión.	En proceso	5.790.042	2.472.768	3.317.274	502.599	31.03.2019	6.292.641
	GESTIÓN DE RESIDUOS PELIGROSOS	Gestión de residuos peligrosos	Terminado	1760	-	1760	-	30.06.2018	1.760
	GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	El servicio consiste en la mantención de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de Enel	Terminado	6.383	-	6.383	36.633	31.12.2018	52.016
		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	46.339	-	46.339	568	31.03.2019	46.907
Enel Distribución Chile S.A.	PERMISOS AMBIENTALES	Declaración de Impacto Ambiental: f) Nueva subestación Seccionadora Lampa y Z) Línea Ochagavía - Florida, tramo Sanjon La A guada	En proceso	1.767	1.767	-	5.203	31.03.2019	6.970
	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES M T/B T	Mejora en la red tradicional por cable (cable aluminio preensamblado)	En proceso	19.416	19.416	-	373.059	31.03.2019	392.475
	MEJORAS EN LA RED M T	Reemplazo de red desnuda M T por cable protegido	En proceso	68.086	68.086	-	16.056	31.03.2019	176.142
	CAMBIO DE RED TRAD X CALPE	Reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	85.1792	85.1792	-	530.712	31.03.2019	1.382.504
	REEMPLAZO TD DAE CONCENTRICA X TD. TRIF.	Reemplazo de red concentrica por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	712.455	712.455	-	295.961	31.03.2019	1.008.416
	RED CALPE	Reemplazo de transformadores con problemas de cargabilidad	En proceso	1.288.85	1.288.85	-	1.353.909	31.03.2019	2.642.064
	REEMPL TRAFOS TRIFAS MEJ CALIDAD BT	Manejo Ambiental de Reforestación en Cerro Chena y Parque Metropolitano.	En proceso	5.831	-	5.831	803	31.03.2019	6.634
	MANEJO AMBIENTAL	Retiro de cinta ignífuga con asbesto desde la red subterránea M.T.	En proceso	265.577	146.300	119.277	118.337	31.03.2019	383.914
	MONITOREO AMBIENTAL	Monitoreo Ambiental Cto. con SK Ecología, operación y mantenimiento CEMS	En proceso	797.543	-	797.543	-	-	797.543
	NORMALIZACIÓN CEMS	Normalización bodegas, gestión ambiental, regularización e evaluac impacto ambiental (EIA)	En proceso	645.302	645.302	-	-	-	645.302
CENTRALES HIDRÁULICAS	Manejo de residuos e higienización	En proceso	11.567	-	11.567	-	-	11.567	
		Los principales gastos efectuados son: Bocamina U2: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorologica, Auditoría ambiental red de monitoreo 1 al año,							
Vel Generación Chile S.	GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Validación 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	2.102.056	-	2.102.056	-	-	2.102.056
		Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	2.867.523	-	2.867.523	-	-	2.867.523
	GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	83.156	-	83.156	-	-	83.156
	C.H. RALCO	Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Aynj Maipu	En proceso	4.542.216	4.542.216	-	-	-	4.542.216
	CENTRAL QUINTERO	CEMS Central Quinteros	En proceso	417.194	417.194	-	-	-	417.194
	Total			20.968.708	11.304.025	9.664.683	3.255.494		24.224.202



40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ENTIDADES CONSOLIDADAS

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales entidades consolidadas al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera.

En miles de pesos chilenos - M\$

		al 31.12.2020																
Estados financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Ganacia (Perdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
Grupo Enel Distribución Chile	Consolidado	582.076.850	1.069.130.548	1.651.207.398	394.984.535	355.577.789	900.645.074	1.382.068.218	(1.116.324.483)	265.743.735	158.471.761	99.889.095	5.929.058	105.828.440	(23.421.217)	82.407.223	(3.032.588)	79.374.635
Enel Generación Chile	Individual	450.585.522	2.568.790.911	3.019.376.433	346.738.652	962.018.025	1.710.619.756	3.019.376.433	1.454.983.823	(906.062.618)	548.921.205	421.458.046	(355.272.815)	(47.019.373)	(311.920.879)	154.534.331	(157.986.549)	97.628.933
Enel Distribución Chile	Individual	577.456.051	1.060.265.626	1.637.721.677	377.127.464	355.408.175	905.186.038	1.637.721.677	1.378.024.639	(1.115.217.690)	262.806.949	156.516.439	99.162.164	5.643.080	104.815.531	(23.518.908)	81.296.623	(3.031.870)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Individual	57.848.247	165.957.367	223.605.614	43.582.095	42.466.077	137.557.442	223.605.614	162.555.069	(29.660.883)	132.894.186	126.117.737	118.664.949	537.780	119.202.729	(32.100.661)	87.102.068	-
Enel Green Power Chile Ltda.	Individual	-	-	-	-	-	-	2.643.361	-	2.643.361	656.894	443.065	(728.828)	(285.763)	(27.623)	(313.386)	32.849.632	32.536.246
Empresa Eléctrica Pangapulli S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	36.961.169	(1.583.242)	35.407.927	30.644.413	17.824.133	(2.975.352)	14.848.781	(1.094.018)	13.754.763	3.300.577	17.055.341
Geotermica del Norte S.A.	Individual	6.236.103	400.007.251	406.243.354	47.175.660	322.246	358.745.448	406.243.354	29.621.783	(1.987.867)	27.633.916	22.284.312	4.542.775	(4.106)	4.538.668	(350.271)	4.188.397	(20.985.401)
Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Individual	80.718.677	81.224.769	161.943.446	3.322.615	24.923.743	133.697.088	161.943.446	13.327.199	(215.507)	13.111.692	10.119.202	2.877.967	569.821	3.447.787	(1.028.866)	2.418.922	(7.863.429)
Enel Green Power Chile S.A.	Individual	48.915.258	1.536.057.410	1.584.972.668	337.590.586	542.949.053	704.433.029	1.584.972.668	176.960.820	(30.288.125)	146.932.695	119.153.489	72.729.793	(24.394.047)	48.335.747	(14.300.689)	34.035.057	(61.492.284)
Almeyda Solar S.P.A.	Individual	16.915.219	61.620.519	78.535.738	204.561.234	72.286.638	201.687.866	478.535.738	52.290.734	(2.463.593)	49.827.141	41.553.826	24.434.638	(7.386.090)	17.048.548	(4.556.211)	12.492.337	(21.883.149)
Grupo Enel Green Power	Consolidado	139.617.642	2.097.626.417	2.237.244.059	579.459.760	644.053.803	1.013.730.496	2.237.244.059	297.348.087	(12.123.965)	285.224.122	241.778.194	140.591.339	(33.609.299)	106.911.680	(25.014.045)	81.897.635	(63.316.482)
Grupo Enel Generación Chile	Consolidado	465.808.355	2.625.152.610	3.090.960.965	347.895.331	1.003.735.347	1.739.330.287	3.090.960.965	1.490.102.269	(811.503.735)	678.598.534	547.442.737	(236.607.867)	(46.481.593)	(271.116.321)	122.433.670	(148.682.651)	97.437.499

En miles de pesos chilenos - M\$

		al 31.12.2019																
Estados financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Ganacia (Perdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
Grupo Enel Distribución Chile	Consolidado	289.393.933	1.175.550.962	1.464.944.895	317.248.208	301.769.861	845.926.826	1.464.944.895	1.412.871.737	(1.114.936.281)	297.935.456	201.152.462	152.293.464	5.232.127	157.525.602	(38.748.555)	118.777.047	(5.268.320)
Enel Generación Chile	Individual	583.721.624	2.834.658.635	3.518.380.259	449.869.095	1.081.712.205	1.986.798.959	3.518.380.259	1.566.647.603	(1.015.974.072)	550.673.531	438.227.197	273.796.017	(61.735.905)	378.925.840	(47.979.392)	330.946.448	(51.590.095)
Enel Distribución Chile	Individual	281.307.184	1.166.614.368	1.447.921.552	293.190.807	301.806.886	853.123.859	1.447.921.552	1.409.434.510	(1.113.958.943)	295.475.587	200.130.596	151.879.931	4.770.147	156.650.077	(38.583.882)	118.066.195	(5.258.044)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Individual	40.913.391	172.823.608	213.736.999	32.304.951	44.330.262	137.101.786	213.736.999	147.472.130	(19.725.956)	127.746.174	121.631.813	114.117.571	2.230.250	116.442.545	(31.554.368)	84.888.177	-
Enel Green Power Chile Ltda.	Individual	93.176.241	728.572.966	821.749.207	148.584.958	26.709.820	646.454.429	821.749.207	17.470.331	(5.891)	17.464.440	2.941.543	1.770.750	(3.819.658)	4.271.982	789.773	5.061.755	47.305.179
Empresa Eléctrica Pangapulli S.A.	Individual	11.883.401	268.737.935	280.621.336	35.237.664	152.717.912	92.665.760	280.621.336	65.392.897	(10.089.283)	55.303.614	45.295.840	25.634.374	(7.544.701)	18.091.741	(3.984.287)	14.107.454	4.145.983
Geotermica del Norte S.A.	Individual	21.392.710	389.334.650	410.727.360	34.868.730	316.179	375.542.451	410.727.360	25.736.468	(4.666.032)	21.070.436	16.240.808	985.760	(2.431.778)	(1.446.018)	(268.161)	(1.714.179)	28.824.398
Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Individual	75.985.899	91.924.981	167.910.880	3.479.000	25.290.284	139.141.596	167.910.880	12.662.715	(891.215)	11.771.500	8.846.598	1.956.884	1.076.843	3.033.727	(812.645)	2.221.082	10.644.581
Enel Green Power Chile S.A.	Individual	190.106.543	732.488.168	922.594.711	54.033.958	534.433.995	334.126.758	922.594.711	144.036.603	(25.778.573)	118.258.030	99.202.697	66.657.147	(23.438.689)	43.218.457	(9.496.203)	33.722.254	25.195.173
Grupo Enel Green Power	Consolidado	371.759.514	1.775.791.317	2.147.550.831	377.911.553	773.916.901	995.722.377	2.147.550.831	273.239.617	(26.298.083)	246.941.534	204.174.344	115.016.205	(42.962.825)	71.875.897	(16.890.333)	54.985.564	122.991.836
Grupo Enel Generación Chile	Consolidado	591.085.044	2.996.113.733	3.587.198.777	488.183.716	1.125.160.667	1.973.854.394	3.587.198.777	1.638.374.434	(834.936.802)	803.437.632	669.742.608	289.918.860	(58.362.079)	224.783.599	(23.457.536)	201.326.063	(55.986.126)
Grupo Gas Atacama Chile S.A.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	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)

En miles de pesos chilenos - M\$

		al 31.12.2018																
Estados financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Ganacia (Perdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
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)
Enel Generación Chile	Individual	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)
Enel Distribución Chile	Individual	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)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Individual	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	(34.669.911)	93.679.208	-
Enel Green Power Chile Ltda.	Individual	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
Empresa Eléctrica Pangapulli S.A.	Individual	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)	18.726.646	(2.647.884)	14.078.762	(3.643.974)
Geotermica del Norte S.A.	Individual	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
Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Individual	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
Enel Green Power del Sur	Individual	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
Grupo Enel Green Power	Consolidado	344.469.181	1.628.444.820	1.972.914.001	334.639.971	768.719.376	869.554.854	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
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	(818.284.500)	711.080.031	582.249.559	464.383.396	(47.947.351)	423.152.001	(104.946.765)	318.205.236	(106.994.091)
Grupo Gas Atacama 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)

41. HECHOS POSTERIORES

Con fecha 20 de enero de 2021, nuestras subsidiarias Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile, suscribieron el documento denominado Joinder en virtud del cual se hicieron parte del instrumento sujeto a legislación extranjera denominado Commitment and Engagement Letter, de fecha 31 de diciembre de 2020, celebrado, por, entre otros, Goldman Sachs & Co. LLC y Goldman Sachs Lending Partners LLC. Posteriormente, con fecha 29 de enero de 2021, Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile suscribieron un instrumento con el Inter-American Investment Corporation sujeto a legislación extranjera denominado Commitment Agreement. Ambos instrumentos tienen por objeto regular los términos y condiciones para la venta y cesión por parte de Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile de saldos generados en su favor (los "Saldos") por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas establecido por la Ley N° 21.185 (ver nota 9).

Las cesiones de Saldos podrán ser efectuadas por Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile, de tiempo en tiempo, y sujeto al cumplimiento de diversas condiciones, a una entidad no relacionada, y especialmente constituida al efecto, denominada Chile Electricity PEC SpA, conforme a los términos y condiciones que se establecerían en el instrumento sujeto a legislación extranjera denominado Sale and Purchase Agreement que celebrará Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile con Chile Electricity PEC SpA.. Se espera que el valor nominal total de Saldos de ambos acuerdos sea de hasta US\$ 268 millones para Enel Generación Chile y US\$ 21 millones para Enel Green Power Chile, aproximadamente.

Adicionalmente, también con fecha 29 de enero de 2021, Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile suscribieron un acuerdo con Chile Electricity PEC SpA sujeto a legislación extranjera denominado Sale and Purchase Agreement (el "Acuerdo de Venta") para la venta y cesión de Saldos. En virtud de este Acuerdo de Venta, Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile se comprometieron a vender y ceder Chile Electricity PEC un primer grupo de Saldos, por un valor nominal de US\$81,3 millones y US\$5,2 millones, para Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile, respectivamente.. La venta y cesión del primer grupo de Saldos se enmarca dentro de los términos y condiciones pactados en el Commitment and Engagement Letter y en el Commitment Agreement, ambos descritos en los párrafos precedentes.

La venta y cesión del primer grupo de Saldos se perfeccionó el día 8 de febrero de 2021. Producto de esta transacción, Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile reconocerán durante 2021 una pérdida financiera por US\$21,5 millones y US\$ 1,4 millones, respectivamente.

Como se indicó anteriormente, Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile pueden seguir realizando, de tiempo en tiempo, nuevas ventas de Saldos. La concreción o no de las referidas ventas, dependerá del análisis y evaluación que la Administración realice de las necesidades de caja y condiciones de mercado imperantes en cada oportunidad.

Entre el 1 de enero de 2021 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no se tiene conocimiento de otros 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:

En miles de pesos chilenos - M\$

ACTIVOS	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	al 31.12.2020				Total
				Euro	Peso colombiano	Peso argentino	Real brasileño	
ACTIVOS CORRIENTES								
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	300.357.149	27.617.370	83.819	-	3.977.675	-	332.036.013
Otros activos financieros corrientes	707.749	2.614.678	29.977	-	-	-	-	3.352.404
Otros activos no financieros corrientes	1.117.707	15.358.682	2.189.622	293.128	-	842.434	-	19.801.573
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.663.044	544.736.403	7.713.459	773.733	-	-	-	554.886.639
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	3.106.532	29.404.983	25.464.610	-	-	-	57.976.125
Inventarios corrientes	48.280	17.978.682	4.042.276	1.234.785	-	6.006	-	23.310.029
Activos por impuestos corrientes	-	35.025.069	-	-	-	13.344	-	35.038.413
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	3.536.780	919.177.195	70.997.687	27.850.075	-	4.839.459	-	1.026.401.196
ACTIVOS NO CORRIENTES								
Otros activos financieros no corrientes	-	18.745.200	1.373.356	541.894	-	-	-	20.660.450
Otros activos no financieros no corrientes	58.216	65.728.999	-	-	-	-	-	65.787.215
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8.745.386	77.106.644	359.154.278	-	-	10.258	-	445.016.566
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	48.358.915	-	-	-	-	48.358.915
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	7.451.193	5.171.047	-	-	370.563	-	12.992.803
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	115.140.459	49.736.710	-	-	237.352	-	165.114.521
Plusvalía	-	887.257.655	28.447.714	-	-	-	-	915.705.369
Propiedades, Planta y Equipo	1.045.376.735	3.102.444.105	871.743.874	-	-	13.931.758	-	5.033.496.472
Propiedad de inversión	-	7.421.940	-	-	-	-	-	7.421.940
Activos por derecho de uso	19.262.028	27.760.561	1.634.255	6.845.348	-	-	-	55.502.192
Activos por impuestos diferidos	-	98.353.360	9.660.585	-	-	-	-	108.013.945
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	1.073.442.365	4.407.410.116	1.375.280.734	7.387.242	-	14.549.931	-	6.878.070.388
TOTAL ACTIVOS	1.076.979.145	5.326.587.311	1.446.278.421	35.237.317	-	19.389.390	-	7.904.471.584

En miles de pesos chilenos - M\$

ACTIVOS	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	al 31.12.2019				Total
				Euro	Peso colombiano	Peso argentino	Real brasileño	
ACTIVOS CORRIENTES								
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	209.818.277	18.115.385	654.319	-	7.096.519	-	235.684.500
Otros activos financieros corrientes	707.749	280.529	322.317	-	-	-	-	1.310.595
Otros activos no financieros corrientes	-	34.098.847	535.716	-	-	-	-	34.634.563
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	500.407.168	10.964.072	84.090	-	-	-	511.455.330
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	3.419.722	40.603.423	22.859.682	833.336	-	465.970	68.182.133
Inventarios corrientes	53.034	34.959.079	4.212.534	447.603	-	-	-	39.672.250
Activos por impuestos corrientes	-	117.532.553	9.740.736	-	-	-	-	127.273.289
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	760.783	900.516.175	84.494.183	24.045.694	833.336	7.096.519	465.970	1.018.212.660
ACTIVOS NO CORRIENTES								
Otros activos financieros no corrientes	-	7.220.618	2	-	-	-	-	7.220.620
Otros activos no financieros no corrientes	56.950	37.993.234	-	-	-	-	-	38.050.184
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	146.276.706	167.297.679	-	-	-	-	313.574.385
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	34.407.142	-	-	-	-	34.407.142
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	7.928.588	-	-	-	-	-	7.928.588
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	86.594.286	45.684.307	-	-	-	-	132.278.593
Plusvalía	-	909.078.058	8.274.916	-	-	-	-	917.352.974
Propiedades, Planta y Equipo	35.346.435	3.623.068.833	1.638.296.993	7.763.853	-	-	-	5.304.476.114
Propiedad de inversión	-	6.795.155	-	-	-	-	-	6.795.155
Activos por derecho de uso	27.741.230	19.795.447	-	8.306.833	-	-	-	55.843.510
Activos por impuestos diferidos	-	6.530.201	15.318.038	-	-	-	-	21.848.239
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	63.144.615	4.851.281.126	1.909.279.077	16.070.686	-	-	-	6.839.775.504
TOTAL ACTIVOS	63.905.398	5.751.797.301	1.993.773.260	40.116.380	833.336	7.096.519	465.970	7.857.988.164

En miles de pesos chilenos - M\$

PASIVOS	Unidad de Fomento	al 31.12.2020					Total
		Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Peso argentino	
PASIVOS CORRIENTES							
Otros pasivos financieros corrientes	33.601.292	4	123.897.845	-	-	-	157.499.141
Pasivos por arrendamientos corrientes	3.129.937	65.504	2.841.336	970.934	-	-	7.007.711
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	16.207.046	363.193.954	242.153.349	6.133.452	-	270.221	627.958.022
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	3.105.229	21.185.153	105.759.004	4.576	-	130.053.962
Otras provisiones corrientes	-	3.194.786	-	-	-	240.018	3.434.804
Pasivos por impuestos corrientes	-	69.682.409	2.677.535	-	-	-	72.359.944
Otros pasivos no financieros corrientes	-	43.065.405	542.959	3.532.025	-	26.192	47.166.581
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	52.938.275	482.307.291	393.298.177	116.395.415	4.576	536.431	1.045.480.165
PASIVOS NO CORRIENTES							
Otros pasivos financieros no corrientes	249.693.690	-	1.233.895.436	-	-	-	1.483.589.126
Pasivos por arrendamientos no corrientes	28.337.700	56.084	9.461.026	7.002.997	-	-	44.857.807
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	27.661	117.182.398	-	-	-	117.210.059
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	1.164.044.462	-	-	-	1.164.044.462
Otras provisiones no corrientes	-	192.728.322	17.513.349	-	-	-	210.241.671
Pasivo por impuestos diferidos	-	69.239.139	98.818.423	-	-	-	168.057.562
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	74.814.799	723.466	-	-	-	75.538.265
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	1.177.968	-	-	-	-	1.177.968
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	278.031.390	338.043.973	2.641.638.560	7.002.997	-	-	3.264.716.920
TOTAL PASIVOS	330.969.665	820.351.264	3.034.936.737	123.398.412	4.576	536.431	4.310.197.085

En miles de pesos chilenos - M\$

PASIVOS	Unidad de Fomento	al 31.12.2019					Total
		Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Peso argentino	
PASIVOS CORRIENTES							
Otros pasivos financieros corrientes	32.860.004	5	175.954.552	-	-	-	208.814.561
Pasivos por arrendamientos corrientes	2.357.438	20.000	2.836.524	628.053	-	-	5.842.015
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	5.215.585	523.504.426	66.209.531	4.333.666	-	-	599.263.208
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	38.133.907	11.910.024	109.765.956	-	-	159.809.887
Otras provisiones corrientes	-	4.065.965	-	-	-	-	4.065.965
Pasivos por impuestos corrientes	-	17.940.784	55.049	-	-	-	17.995.833
Otros pasivos no financieros corrientes	254.084	38.929.298	2.933.274	3.391.727	-	-	45.508.383
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	40.687.111	622.594.385	259.898.954	118.119.402	-	-	1.041.299.852
PASIVOS NO CORRIENTES							
Otros pasivos financieros no corrientes	274.035.059	-	1.418.569.186	-	-	-	1.692.604.245
Pasivos por arrendamientos no corrientes	27.672.124	68.922	12.754.827	7.069.801	-	-	47.565.674
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	27.661	56.222.424	-	-	-	56.250.085
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	486.839.483	297.534.001	-	-	784.373.484
Otras provisiones no corrientes	-	155.315.044	16.545.238	-	-	-	171.860.282
Pasivo por impuestos diferidos	-	161.017.178	88.267.463	-	-	-	249.284.641
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	65.531.375	632.115	-	-	-	66.163.490
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	1.302.759	-	-	-	-	1.302.759
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	301.707.183	383.262.939	2.079.830.736	304.603.802	-	-	3.069.404.660
TOTAL PASIVOS	342.394.294	1.005.857.324	2.339.729.690	422.723.204	-	-	4.110.704.512



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:

En miles de pesos chilenos - M\$

al 31.12.2020												
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	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 Corriente	Total No Corriente
Provisión de deterioro	(5.564.122)	(291.820)	(999.683)	(1.089.744)	(2.061.977)	(2.685.492)	(3.242.896)	(2.392.141)	(2.225.233)	(29.184.188)	(49.737.296)	(113.332)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	8.556.146										8.556.146	62.602.528
Provisión de deterioro	(4.483.408)										(4.483.408)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	69.371.881	-	-	-	-	-	-	-	-	10.518.967	79.890.848	5.366.754
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.518.967)	(10.518.967)	-
Total	445.627.153	36.093.197	11.407.509	5.447.770	4.838.764	4.861.478	3.813.146	1.477.091	1.314.469	40.006.062	554.886.639	445.016.566

En miles de pesos chilenos - M\$

al 31.12.2019												
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	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 Corriente	Total No Corriente
Provisión de deterioro	(3.148.393)	(357.214)	(484.022)	(587.103)	(677.088)	(845.948)	(804.567)	(1.413.915)	(1.114.081)	(34.055.771)	(43.488.102)	-
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	13.158.795	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.158.795	117.873.340
Provisión de deterioro	(2.036.917)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.036.917)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	43.836.461	-	-	-	-	-	-	-	-	9.883.938	53.720.399	3.734.116
Provisión de deterioro	(55.690)	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.883.938)	(9.939.628)	-
Total	445.500.893	32.102.797	7.445.293	4.113.180	2.320.709	1.908.418	2.233.138	1.253.184	1.396.602	13.181.116	511.455.330	313.574.385



- Por tipo de cartera:

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2020						al 31.12.2019					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	1.466.900	523.805.724	52.534	231.101.548	1.519.434	754.907.272	1.340.828	469.633.677	36.952	116.079.889	1.377.780	585.713.566
Entre 1 y 30 días	395.186	34.812.023	20.715	1.572.994	415.901	36.385.017	433.225	30.871.310	21.280	1.588.701	454.505	32.460.011
Entre 31 y 60 días	80.032	9.839.311	6.815	2.567.881	86.847	12.407.192	106.521	7.630.607	8.018	298.708	114.539	7.929.315
Entre 61 y 90 días	33.889	6.030.130	3.116	507.384	37.005	6.537.514	17.349	4.363.345	2.080	336.938	19.429	4.700.283
Entre 91 y 120 días	20.530	6.763.017	2.021	137.724	22.551	6.900.741	11.084	2.852.961	1.661	144.836	12.745	2.997.797
Entre 121 y 150 días	14.558	6.398.089	1.478	1.148.881	16.036	7.546.970	5.819	2.510.766	1.256	243.600	7.075	2.754.366
Entre 151 y 180 días	14.025	5.653.084	1.393	1.402.958	15.418	7.056.042	3.962	2.863.659	544	174.046	4.506	3.037.705
Entre 181 y 210 días	9.955	3.625.873	1.311	243.359	11.266	3.869.232	3.647	2.571.731	377	95.368	4.024	2.667.099
Entre 211 y 250 días	8.864	3.314.300	1.526	225.402	10.390	3.539.702	2.677	2.421.028	342	89.655	3.019	2.510.683
Superior a 251 días	52.024	68.459.538	15.224	730.712	67.248	69.190.250	114.518	46.531.813	6.517	705.074	121.035	47.236.887
Total	2.095.963	668.701.089	106.133	239.638.843	2.202.096	908.339.932	2.039.630	572.250.897	79.027	119.756.815	2.118.657	692.007.712

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

En miles de pesos chilenos - M\$

Cartera protestada y en cobranza judicial	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Número de clientes	Monto	Número de clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	1.878	256.927	1.888	258.073
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	1.140	5.600.040	1.287	6.313.513
Total	3.018	5.856.967	3.175	6.571.586

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



c) Provisiones y castigos

En miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones y castigos	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Provisión cartera no repactada	12.467.992	4.403.135
Provisión cartera repactada	2.699.715	5.643.865
Total	15.167.707	10.047.000

d) Número y monto de operaciones.

En miles de pesos chilenos - M\$

Número y monto operaciones	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	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
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	10.390	72.590	52.870	88.750
Monto de las operaciones	7.768.107	15.167.707	2.451.690	10.047.000



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:

En miles de pesos chilenos - M\$

Deudores comerciales	al 31.12.2020												Total Corriente	Total No Corriente
	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	Morosidad Mayor a 365 días			
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	207.362.673	17.592.321	1.880.972	373.611	457.537	494.444	356.603	377.744	533.493	1.925.441	9.037.377	240.392.216	164.089.704	
- Grandes Clientes	204.354.697	17.521.848	1.876.016	368.006	435.284	485.164	199.958	243.828	270.705	853.335	8.634.892	234.943.733	164.089.704	
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Otros	3.007.976	70.473	4.956	5.605	322.253	9.280	156.645	133.916	262.788	1.072.106	402.485	5.448.483	-	
Provisión Deterioro	(123.260)	(989)	(1.163)	(1.002)	(56.036)	(633)	(722)	(4.160)	(3.946)	(406.781)	(3.192.642)	(3.791.334)	(113.332)	
Servicios no facturados	174.934.439	-	-	-	55.670	-	-	-	-	-	-	174.990.109	164.089.704	
Servicios facturados	32.428.234	17.592.321	1.880.972	373.611	401.867	494.444	356.603	377.744	533.493	1.925.441	9.037.377	65.402.107	-	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	170.383.983	18.792.696	10.526.220	6.163.903	6.443.204	7.052.526	6.699.439	3.491.488	3.006.209	12.804.907	45.422.525	290.787.100	213.070.912	
- Clientes Masivos	102.010.816	10.395.375	5.325.182	4.551.187	3.889.157	4.248.311	4.049.459	2.189.259	2.730.394	8.211.749	31.036.019	178.636.908	209.112.768	
- Grandes Clientes	63.058.780	6.720.252	1.907.638	817.788	1.875.941	1.031.268	358.060	(17.541)	(16.790)	469.117	6.492.927	82.697.440	807.561	
- Clientes Institucionales	5.314.387	1.677.069	3.293.400	794.928	678.106	1.772.947	2.291.920	1.319.770	292.605	4.124.041	7.893.579	29.452.752	3.150.583	
Provisión Deterioro	(5.440.862)	(290.831)	(998.520)	(1.088.742)	(2.005.941)	(2.684.859)	(3.242.174)	(2.387.981)	(2.221.287)	(8.803.398)	(16.781.367)	(45.945.962)	-	
Servicios no facturados	126.861.713	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126.861.713	206.186.925	
Servicios facturados	43.522.270	18.792.696	10.526.220	6.163.903	6.443.204	7.052.526	6.699.439	3.491.488	3.006.209	12.804.907	45.422.525	163.925.387	6.883.986	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	377.746.656	36.385.017	12.407.192	6.537.514	6.900.741	7.546.970	7.056.042	3.869.232	3.539.702	14.730.348	54.459.902	531.179.316	377.160.616	
Total Provisión Deterioro	(5.564.122)	(291.820)	(999.683)	(1.089.744)	(2.061.977)	(2.685.492)	(3.242.896)	(2.392.141)	(2.225.233)	(9.210.179)	(19.974.009)	(49.737.296)	(113.332)	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	372.182.534	36.093.197	11.407.509	5.447.770	4.838.764	4.861.478	3.813.146	1.477.091	1.314.469	5.520.169	34.485.893	481.442.020	377.047.284	



En miles de pesos chilenos - M\$

Deudores comerciales	al 31.12.2019											Total Corriente	Total No Corriente
	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	Morosidad Mayor a 365 días		
Cuentas comerciales por cobrar	199.019.252	2.888.824	224.770	705.885	404.757	116.371	787.421	187.920	592.987	1.354.217	6.240.193	212.522.597	86.403.772
Generación y transmisión													
- Grandes Clientes	193.125.348	2.763.610	43.392	551.201	290.439	13.672	574.794	78.802	487.520	846.079	4.944.351	203.719.208	86.403.772
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	5.893.904	125.214	181.378	154.684	114.318	102.699	212.627	109.118	105.467	508.138	1.295.842	8.803.389	-
Provisión Deterioro	(10.907)	(260)	(200)	(142)	(103)	(93)	(258)	(154)	(98)	(577)	(2.901.975)	(2.914.767)	-
Servicios no facturados	142.968.302	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142.968.302	86.403.772
Servicios facturados	56.050.950	2.888.824	224.770	705.885	404.757	116.371	787.421	187.920	592.987	1.354.217	6.240.193	69.554.295	-
Cuentas comerciales por cobrar	194.727.385	29.571.187	7.704.545	3.994.398	2.593.040	2.637.995	2.250.284	2.479.179	1.917.696	3.635.526	36.006.951	287.518.186	105.563.157
Distribución													
- Clientes Masivos	144.845.823	21.084.861	5.054.606	1.889.878	1.672.041	1.384.133	1.257.238	922.539	789.642	2.097.222	24.433.032	205.431.015	103.267.572
- Grandes Clientes	44.406.790	6.202.698	1.154.539	421.771	95.168	271.785	448.510	209.272	206.091	775.558	5.784.217	59.976.399	7.086
- Clientes Institucionales	5.474.772	2.283.628	1.495.400	1.682.749	825.831	982.077	544.536	1.347.368	921.963	762.746	5.789.702	22.110.772	2.288.499
Provisión Deterioro	(3.137.486)	(356.954)	(483.822)	(586.961)	(676.985)	(845.855)	(804.309)	(1.413.761)	(1.113.983)	(2.476.763)	(28.676.455)	(40.573.334)	-
Servicios no facturados	141.740.569	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141.740.569	100.458.746
Servicios facturados	52.986.816	29.571.187	7.704.545	3.994.398	2.593.040	2.637.995	2.250.284	2.479.179	1.917.696	3.635.526	36.006.951	145.777.617	5.104.411
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	393.746.637	32.460.011	7.929.315	4.700.283	2.997.797	2.754.366	3.037.705	2.667.099	2.510.683	4.989.743	42.247.144	500.040.783	191.966.929
Total Provisión Deterioro	(3.148.393)	(357.214)	(484.022)	(587.103)	(677.088)	(845.948)	(804.567)	(1.413.915)	(1.114.081)	(2.477.340)	(31.578.430)	(43.488.101)	-
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	390.598.244	32.102.797	7.445.293	4.113.180	2.320.709	1.908.418	2.233.138	1.253.184	1.396.602	2.512.403	10.668.714	456.552.682	191.966.929

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:

En miles de pesos chilenos - M\$

Tipos de cartera	al 31.12.2020											Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente
	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			
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	207.362.673	17.592.321	1.880.972	373.611	457.537	494.444	356.603	377.744	533.493	10.596.272	240.025.670	164.089.704	
- Grandes Clientes	204.354.697	17.521.848	1.876.016	368.006	435.284	485.164	199.958	243.828	270.705	9.488.227	234.943.733	164.089.704	
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Otros	3.007.976	70.473	4.956	5.605	322.253	9.280	156.645	133.916	262.788	1.108.045	5.081.937	-	
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	151.965.997	17.219.702	7.958.339	5.656.519	6.305.480	5.903.645	5.296.481	3.248.129	2.780.807	57.863.266	264.198.365	387.350	
- Clientes Masivos	87.768.761	9.237.781	4.772.065	4.091.907	3.771.913	3.897.093	3.590.787	1.945.914	2.524.013	38.886.067	160.486.301	163.843	
- Grandes Clientes	61.579.935	6.530.802	1.801.692	772.761	1.855.461	1.031.268	358.060	(17.541)	(35.811)	6.962.044	80.838.671	223.507	
- Clientes Institucionales	2.617.301	1.451.119	1.384.582	791.851	678.106	975.284	1.347.634	139.756	292.605	12.015.155	22.873.393	-	
Cartera repactada	18.417.986	1.572.994	2.567.881	507.384	137.724	1.148.881	1.402.958	243.359	225.402	730.712	26.955.281	212.683.562	
- Clientes Masivos	14.242.055	1.157.595	553.116	459.280	117.244	351.218	458.673	243.345	206.381	728.248	18.517.155	208.948.925	
- Grandes Clientes	1.478.845	189.449	105.946	45.027	20.480	-	-	-	19.021	-	1.858.768	584.054	
- Clientes Institucionales	2.697.086	225.950	1.908.819	3.077	-	797.663	944.285	14	-	2.464	6.579.358	3.150.583	
Total cartera bruta	377.746.656	36.385.017	12.407.192	6.537.514	6.900.741	7.546.970	7.056.042	3.869.232	3.539.702	69.190.250	531.179.316	377.160.616	

En miles de pesos chilenos - M\$

Tipos de cartera	al 31.12.2019											Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente
	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			
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	199.019.252	2.888.824	224.770	705.885	404.757	116.371	787.421	187.920	592.987	7.594.410	212.522.597	86.403.772	
- Grandes Clientes	193.125.348	2.763.610	43.392	551.201	290.439	13.672	574.794	78.802	487.520	5.790.430	203.719.208	86.403.772	
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Otros	5.893.904	125.214	181.378	154.684	114.318	102.699	212.627	109.118	105.467	1.803.980	8.803.389	-	
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	184.125.135	27.982.486	7.405.837	3.657.460	2.448.204	2.394.395	2.076.238	2.383.811	1.828.041	38.937.403	273.239.010	85.518	
- Clientes Masivos	136.847.474	20.324.155	4.780.197	1.556.017	1.527.205	1.162.547	1.083.203	827.171	699.987	26.043.745	194.851.701	85.518	
- Grandes Clientes	44.252.680	6.148.385	1.130.250	421.771	95.168	271.785	448.510	209.272	206.091	4.961.884	58.145.796	-	
- Clientes Institucionales	3.024.981	1.509.946	1.495.390	1.679.672	825.831	960.063	544.525	1.347.368	921.963	7.931.774	20.241.513	-	
Cartera repactada	10.602.250	1.588.701	298.708	336.938	144.836	243.600	174.046	95.368	89.655	705.074	14.279.176	105.477.639	
- Clientes Masivos	7.998.348	760.707	274.411	333.861	144.836	221.586	174.035	95.368	89.655	486.509	10.579.316	103.182.054	
- Grandes Clientes	154.110	54.312	24.288	-	-	-	-	-	-	46.775	279.485	7.086	
- Clientes Institucionales	2.449.792	773.682	9	3.077	-	22.014	11	-	-	17.190	3.420.375	2.288.499	
Total cartera bruta	393.746.637	32.460.011	7.929.315	4.700.283	2.997.797	2.754.366	3.037.705	2.667.099	2.510.683	47.236.887	500.040.783	191.966.929	



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.

En miles de pesos chilenos - M\$

BALANCE	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	229.499.918	33.270.963	209.842.624	13.929.209
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	396.509.053	-	192.961.043	-
Total Activo estimado	626.008.971	33.270.963	402.803.667	13.929.209
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	68.569.674	13.216.339	71.189.226	20.059.576
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	121315.888	-	53.941.373	-
Total Pasivo estimado	189.885.562	13.216.339	125.130.599	20.059.576

En miles de pesos chilenos - M\$

RESULTADO	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Venta Energía	422.457.671	33.270.962	310.301.370	13.929.209
Compra de Energía	147.662.168	11.928.862	125.130.599	20.059.576



ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Proveedores con pagos al día	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	133.063.016	89.574.397	166.733.893	389.371.306	101.666.302	148.397.518	121.111.092	371.174.912
Entre 31 y 60 días	49.211.386	60.808.696	79.770	110.099.852	5.579.618	71.069.622	219.965	76.869.205
Entre 61 y 90 días	78.114.700	343.314	187.027	78.645.041	9.045.950	1.118.102	11.177.955	21.342.007
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	48.102.870	-	-	48.102.870
Más de 365 días	-	487	117.129.284	117.129.771	-	487	56.222.424	56.222.911
Total	260.389.102	150.726.894	284.129.974	695.245.970	164.394.740	220.585.729	188.731.436	573.711.905

En miles de pesos chilenos - M\$

Detalle de Proveedores	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	-	22.475.111	226.238.177	248.713.288	-	63.364.701	168.730.485	232.095.186
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	36.735.748	-	36.735.748	-	55.179.023	-	55.179.023
Cuentas por pagar bienes y servicios	202.897.547	91.516.035	-	294.413.582	81.807.039	102.042.005	-	183.849.044
Cuentas por pagar por compra de activos	57.491.555	-	57.891.797	115.383.352	82.587.701	-	20.000.951	102.588.652
Total	260.389.102	150.726.894	284.129.974	695.245.970	164.394.740	220.585.729	188.731.436	573.711.905