ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2020

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Miles de Pesos Chilenos - M$

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS, POR NATURALEZA
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADOS
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS, DIRECTO

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

	en miles	**Descripciones**
US$	MUS$	Dólar Estadounidense
CLP	M$	Peso chileno
EUR	M€	Euro
UF		Unidad de Fomento
UTM		Unidad Tributaria Mensual
UTA		Unidad Tributaria Anual

Tel: +56 2 2729 5000
www.bdo.cl

Av. Américo Vespucio Sur 100, Piso 11
Las Condes, Santiago - CHILE
CP 7580150

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los Señores Accionistas y Directores de
Enel Distribución Chile S.A. y Subsidiarias

Informe sobre los estados financieros consolidados

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Distribución Chile S.A. y Subsidiarias, que comprende 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.

BDO Auditores & Consultores Ltda., una sociedad chilena de responsabilidad limitada, es miembro de BDO International Limited, una compañía limitada por garantía del Reino Unido, y forma parte de la red internacional BDO de empresas independientes asociadas. BDO es el nombre comercial de la red BDO y de cada una de las empresas asociadas a BDO.

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Distribución 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.

Otros asuntos, informe de otros auditores sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019

Los estados financieros consolidados de Enel Distribución Chile S.A. y Subsidiarias por el año terminado al 31 de diciembre de 2019 fueron auditados por otros auditores, quienes expresaron una opinión sin salvedades sobre los mismos en su informe de fecha 24 de febrero de 2020.

Luis Vila Rojas

BDO Auditores & Consultores Ltda.

Santiago, 25 de febrero de 2021.

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado 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	2.520.022	2.331.365
Otros activos financieros corrientes	7	29.977	64.220
Otros activos no financieros corrientes	8	2.830.106	8.868.077
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	235.267.869	260.840.410
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	10	2.691.374	10.115.511
Inventarios corrientes	11	2.945.240	3.150.943
Activos por impuestos corrientes	12	8.659.861	4.023.407
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**254.944.449**	**289.393.933**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios	4	323.213.690	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**323.213.690**	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		**578.158.139**	**289.393.933**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	7	4	22.741
Otros activos no financieros no corrientes	8	2.791.875	2.576.585
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	276.692.991	157.051.933
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	46.949.966	51.360.795
Plusvalía	14	2.240.478	2.240.478
Propiedades, planta y equipo	15	739.268.995	957.752.454
Activos por derecho de uso	16	4.056.270	3.640.103
Activos por impuestos diferidos	17	1.048.680	905.873
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**1.073.049.259**	**1.175.550.962**
TOTAL ACTIVOS		**1.651.207.398**	**1.464.944.895**

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
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	18.1	77.554	1
Pasivos por arrendamientos corrientes	18.3	1.379.055	738.782
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	182.143.991	200.472.938
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	92.603.675	87.507.313
Pasivos por impuestos corrientes	12	40.871	34.718
Otros pasivos no financieros corrientes	13	23.861.340	28.494.456
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**300.106.486**	**317.248.208**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	4	94.878.049	-
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**94.878.049**	
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		**394.984.535**	**317.248.208**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes		4	-
Pasivos por arrendamientos no corrientes	18.3	2.835.241	2.993.326
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	21	112.922.799	53.968.545
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	186.660.465	182.031.404
Otras provisiones no corrientes	22	13.450.281	11.853.881
Pasivo por impuestos diferidos	17	7.523.847	19.818.625
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	31.007.184	29.801.321
Otros pasivos no financieros no corrientes	24	1.177.968	1.302.759
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**355.577.789**	**301.769.861**
TOTAL PASIVOS		**750.562.324**	**619.018.069**
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	25.1.1	230.137.980	230.137.980
Ganancias acumuladas		988.991.624	933.560.288
Prima de emisión	25.1.1	354.220	354.220
Otras reservas	25.4	(318.838.774)	(318.125.685)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**900.645.050**	**845.926.803**
Participaciones no controladoras	25.5	**24**	**23**
PATRIMONIO TOTAL		**900.645.074**	**845.926.826**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**1.651.207.398**	**1.464.944.895**

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019

(En miles de pesos chilenos - M$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre 2020	 2019
Ingresos de actividades ordinarias	26	1.376.425.433	1.408.588.042
Otros ingresos, por naturaleza	26	5.642.785	4.283.695
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		**1.382.068.218**	**1.412.871.737**
Materias primas y consumibles utilizados	27	(1.116.324.483)	(1.114.936.281)
Margen de Contribución		**265.743.735**	**297.935.456**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		9.805.315	8.723.441
Gastos por beneficios a los empleados	28	(37.496.730)	(34.828.194)
Gasto por depreciación y amortización	29	(45.583.947)	(40.705.580)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	29	(12.998.719)	(8.153.419)
Otros gastos por naturaleza	30	(79.580.559)	(70.678.240)
Resultado de Explotación		**99.889.095**	**152.293.464**
Otras ganancias (pérdidas)		10.287	12
Ingresos financieros	31	22.717.208	22.742.687
Costos financieros	31	(17.696.544)	(19.061.123)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	31	(215.910)	(292.873)
Resultado por unidades de reajuste	31	1.124.304	1.843.435
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		**105.828.440**	**157.525.602**
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(23.421.217)	(38.748.555)
GANANCIA (PÉRDIDA)		**82.407.223**	**118.777.047**
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		82.407.222	118.776.871
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		1	176
GANANCIA (PÉRDIDA)		**82.407.223**	**118.777.047**
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	$ / acción	71,61	103,22
Ganancia (pérdida) por acción básica	$ / acción	71,61	103,22
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		1.150.742,16	1.150.742,16
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	$ / acción	71,61	103,22
Ganancias (pérdida) diluida por acción	$ / acción	71,61	103,22
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		1.150.742,16	1.150.742,16

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de pesos chilenos - M$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre 2020	2019
Ganancia (Pérdida)		**82.407.223**	**118.777.047**
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	23	(3.087.290)	(2.575.317)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período		**(3.087.290)**	**(2.575.317)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(9.125)	(3.669)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(967.709)	(3.073.095)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período		**(976.834)**	**(3.076.764)**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**(4.064.124)**	**(5.652.081)**
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	17	833.571	695.335
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período		**833.571**	**695.335**
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	17	261.281	829.736
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		2.464	991
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período		**263.745**	**830.727**
Total otro resultado integral		**(2.966.808)**	**(4.126.019)**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**79.440.415**	**114.651.028**
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		79.440.414	114.650.852
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		1	176
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**79.440.415**	**114.651.028**

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados

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

(En miles de pesos chilenos - M$)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido y pagado	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas de coberturas de flujo de caja	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				
Saldo inicial al 01.01.2019	230.137.980	354.220	2.915.057	-	11.261	(319.587.445)	(316.661.127)	852.296.368	766.127.441	4.783	766.132.224
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	118.776.871	118.776.871	176	118.777.047
Otro resultado integral	-	-	(2.243.359)	(1.879.982)	(2.678)	-	(4.126.019)	-	(4.126.019)	-	(4.126.019)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	114.650.852	176	114.651.028
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(35.632.969)	(35.632.969)	-	(35.632.969)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	1.879.982	-	781.479	2.661.461	(1.879.982)	781.479	(4.936)	776.543
Total de cambios en patrimonio	-	-	(2.243.359)	-	(2.678)	781.479	(1.464.558)	81.263.920	79.799.362	(4.760)	79.794.602
Saldo final al 31.12.2019	230.137.980	354.220	671.698	-	8.583	(318.805.966)	(318.125.685)	933.560.288	845.926.803	23	845.926.826
Saldo inicial al 01.01.2020	230.137.980	354.220	671.698	-	8.583	(318.805.966)	(318.125.685)	933.560.288	845.926.803	23	845.926.826
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	82.407.222	82.407.222	1	82.407.223
Otro resultado integral	-	-	(706.428)	(2.253.719)	(6.661)	-	(2.966.808)	-	(2.966.808)	-	(2.966.808)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	79.440.414	1	79.440.415
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(24.722.167)	(24.722.167)	-	(24.722.167)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	2.253.719	(1.922)	1.922	2.253.719	(2.253.719)	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	(706.428)	-	(8.583)	1.922	(713.089)	55.431.336	54.718.247	1	54.718.248
Saldo final al 31.12.2020	230.137.980	354.220	(34.730)	-	-	(318.804.044)	(318.838.774)	988.991.624	900.645.050	24	900.645.074

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados, Directo

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

(En miles de pesos chilenos - M$)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre 2020	2019
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		1.513.008.917	1.507.134.356
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		1.894.277	-
Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos		7.070.615	3.166.803
Otros cobros por actividades de operación		6.830.406	866.196
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.303.580.130)	(1.350.303.032)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(46.310.943)	(37.952.513)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(1.156.698)	(815.226)
Pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente para vender		(9.914.573)	(12.799.880)
Otros pagos por actividades de operación		(26.334.560)	(15.805.011)
Intereses pagados		(533.615)	(60)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(27.054.499)	(42.557.836)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(2.229.947)	(686.950)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de		**111.689.250**	**50.246.847**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados en adquisiciones de participaciones no controladas		-	(4.788)
Préstamos a entidades relacionadas	10.1c	(2.181.579)	(210.365)
Compras de propiedades, planta y equipo		(93.430.675)	(69.503.027)
Compras de activos intangibles		(21.818.175)	(13.854.651)
Cobros a entidades relacionadas	10.1c	5.454.343	53.478.044
Intereses recibidos		36.959	1.197.840
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(111.939.127)**	**(28.896.947)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		947.590.127	201.936.372
Pagos de pasivos por arrendamientos		(932.471)	(708.840)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(895.309.787)	(179.256.285)
Dividendos pagados	25.1	(43.991.704)	(36.770.938)
Intereses pagados		(5.778.131)	(9.102.300)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de		**1.578.034**	**(23.901.991)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**1.328.157**	**(2.552.091)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(2.051)	(85.955)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**1.326.106**	**(2.638.046)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	6	2.331.365	4.969.411
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6.c	**3.657.471**	**2.331.365**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO 12
2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS 13
2.1 Principios contables 13
2.2 Nuevos pronunciamientos contables 13
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas 18
2.4 Sociedades Subsidiarias 19
2.5 Principios de consolidación y combinaciones de negocios 19
2.6 Moneda funcional 20
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS 20
a.) Propiedades, planta y equipo 20
b.) Plusvalía 21
c.) Activos intangibles distintos de la plusvalía 21
c.1) Costos de investigación y desarrollo 21
c.2) Otros activos intangibles 22
d.) Deterioro del valor de los activos no financieros 22
e.) Arrendamientos 23
e.1) Arrendatario 23
e.2) Arrendador 24
f.) Instrumentos financieros 24
f.1) Activos financieros no derivados 25
f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 26
f.3) Deterioro de valor de los activos financieros 26
f.4) Pasivos financieros excepto derivados 27
f.5) Derivados y operaciones de cobertura 27
f.6) Baja de activos y pasivos financieros 28
f.7) Compensación de activos y pasivos financieros 28
g.) Medición del valor razonable 28
h.) Inventarios 29
i.) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas 29
j.) Provisiones 30
j.1.) Provisiones por obligaciones post empleo y otros similares 31
k.) Conversión de saldos en moneda extranjera 31
l.) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 31
m.) Impuesto a las ganancias 31
n.) Reconocimiento de ingresos y gastos 32
o.) Ganancia (pérdida) por acción 33
p.) Dividendos 34
q.) Estado de flujos de efectivo 34
r.) Criterios de segmentación 34
4. ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPO DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA O COMO MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS. 35
5. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO 37
a) Marco Regulatorio 37
a) Temas Regulatorios 39
b) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro 42
6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO 45
7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS 46
8. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS 46
a) Otros activos no financieros 46
b) Otros pasivos no financieros 46
9. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR 47
10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS 50
10.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas 50
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas 50
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas 51
c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados: 52
d) Transacciones significativas 53
10.2. Directorio y personal clave de la gerencia 53
10.3. Retribución del personal clave de la gerencia 54
10.4. Planes de incentivo al personal clave de la gerencia 55
10.6. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción 55
11. INVENTARIOS 55
12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS 56
13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA 56

14. PLUSVALÍA 58
15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO 58
16. ACTIVOS POR DERECHO DE USO 60
17. IMPUESTOS DIFERIDOS 62
a) Los movimientos de los rubros de “Impuestos Diferidos” del estado de situación financiera por los periodos terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 son los siguientes: 62
18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS 64
18.1. El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente: 64
18.2. Deuda de cobertura 64
18.3. Pasivos por arrendamiento financieros 65
18.4. Flujos futuros de deudas no descontados 66
19. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS 66
19.1. Riesgo de tasa de interés 67
19.2. Riesgo de tipo de cambio 67
19.3. Riesgo de liquidez 67
19.4. Riesgo de crédito 68
19.5. Medición del riesgo 68
20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS 69
20.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría 69
20.2. Jerarquías del Valor Razonable 70
21. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR 71
22. PROVISIONES 72
23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO 74
23.1. Aspectos generales 74
23.2. Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros 74
23.3. Otras revelaciones 75
25.1. Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo 76
25.1.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones 76
25.1.2. Dividendos 76
25.3. Gestión del capital 77
25.4. Otras Reservas 77
25.5. Participaciones no controladoras 78
26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS 78
27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS 79
28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS 79
29. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS NIIF 9 79
30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA 80
31. RESULTADO FINANCIERO 80
32. IMPUESTO A LAS GANANCIAS 82
33. GARANTÍAS OBTENIDAS DE TERCEROS Y OTROS COMPROMISOS 82
33.1. Litigios y arbitrajes 83
a) Juicios pendientes 83
b) Contingencia por Covid-19 86
34. DOTACIÓN 87
35. SANCIONES 88
36. MEDIO AMBIENTE 89
37. ESTADOS FINANCIEROS DE LAS SOCIEDADES SUBSIDIARIAS 90
38. HECHOS POSTERIORES 91
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. 92
ANEXO N°3 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 3 DE FEBRERO DE 2012 93
ANEXO N°4 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA 96
ANEXO N°5 DEUDORES COMERCIALES 98
ANEXO N°6 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES 100
ANEXO N°7 INFORMACION ADICIONAL REQUERIDA POR LA COMISION PARA EL MERCADO FINANCIERO DE CHILE 101

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

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

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

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

La dotación del Grupo alcanzó los 755 trabajadores al 31 de diciembre de 2020. En promedio la dotación que el grupo tuvo durante el ejercicio 2020 fue de 762 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores por clase ver Nota N°34.

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

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

Los estados financieros consolidados de Enel Distribución Chile correspondientes al ejercicio 2019 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 24 de febrero de 2020 y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 28 de abril de 2020, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enel Distribución Chile S.A. al 31 de diciembre de 2020, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 25 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 Distribución Chile S.A. 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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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 contar del 1 de enero de 2020:

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Marco Conceptual (Revisado)	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 3: Definición de un Negocio	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: Definición de Material o con Importancia Relativa	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF9, NIC 39 y NIIF 7: Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 1).	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 contribuyen 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 de 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.

La aplicación de estas enmiendas no tuvo impactos en los estados financieros consolidados del Grupo, ya que Enel Distribución Chile S.A. y sus subsidiarias no poseen relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de las tasas de interés de referencia.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 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:

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19	1 de junio de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16: Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2)	1 de enero de 2021
Enmiendas a NIIF 3: Referencias al Marco Conceptual	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 16: Productos Obtenidos antes del Uso Previsto	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 37: Contratos Onerosos - Costo de Cumplir un Contrato	1 de enero de 2022
Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020 - NIIF 1: Adopción por primera vez de las NIIF - NIIF 9: Instrumentos Financieros - Ejemplos que acompañan a NIIF 16 - NIC 41: Agricultura	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 1: Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes	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 descontinuar 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 periodo 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 periodo 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 la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

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

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

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro, (ver Nota N°3.d).

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

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

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 N°3.d).

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

- La vida útil de las propiedades, planta y equipos e intangibles (ver Notas N°15.b y N°3.c).

- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Nota N°3.g).

- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota N°3.n).

- 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 N°5)

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

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

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

- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.f.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 N°3.e).

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 periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Sociedades Subsidiarias

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

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

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

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

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

2.5 Principios de consolidación y combinaciones de negocios

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

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las Sociedades Subsidiarias, se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

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

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

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

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

4. Los cambios en la participación en las sociedades subsidiaria que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad

subsidiaria. La diferencia que puede existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

2.6 Moneda funcional

La moneda funcional y de presentación de los estados financieros consolidados de Enel Distribución 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.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

a.) Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo 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 periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones eléctricas de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los 12 meses. Por otra parte, se suspende la capitalización de intereses en los periodos que se haya suspendido el desarrollo del 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 ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.

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

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso son activados (ver Nota N°16.e).

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

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

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

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

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

Las propiedades, planta y equipo neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada se revisa al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

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 N°3.e.

Los terrenos no se deprecian por tener 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 bienes de Propiedades, Planta y Equipo se reconocen como otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales y se calculan deduciendo del monto por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

b.) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora, medida por su participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida; sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. Durante el periodo de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota N°2.5).

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable o cuando existan indicios se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del periodo, (ver Nota N°3.d).

c.) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

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

Al 31 de diciembre de 2020 los activos intangibles con vida útil indefinida ascienden a M$636.973 (M$9.963.225 durante el año 2019), relacionados fundamentalmente con servidumbres. Al 31 de diciembre de 2020 se reclasificaron M$9.326.252 a activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios.

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

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

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

c.1) Costos de investigación y desarrollo

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

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

c.2) Otros activos intangibles

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

Los programas informáticos se amortizan en 4 años. Las servidumbres de paso tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, producto que los contratos por su naturaleza son de carácter permanente e indefinido.

d.) Deterioro del valor de los activos no financieros

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

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

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

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

En general estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales, en ningún caso son crecientes ni supera a la tasa media de crecimiento a largo plazo para el sector y país. Al cierre de diciembre de 2020, la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fue de 2,9%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuesto, que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica. La tasa de descuento antes de impuestos, expresada en términos nominales, aplicada al cierre de diciembre de 2020 fue de 7,1%.

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.

- 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. 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.

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

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

e.) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, el Grupo analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el 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.

e.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 N°3.d.

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 especificas 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; 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.

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

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

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.

e.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.

f.) Instrumentos financieros

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

f.1) Activos financieros no derivados

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

(i) Costo amortizado:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas 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 al efectivo, cuentas por cobrar y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

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

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

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

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: 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 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 y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

f.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existente, 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 el producto de: i) la probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default); ii) la pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default); y iii) 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 comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si, por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

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

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

  Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica principalmente una evaluación colectiva, basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "clusters", teniendo en cuenta el tipo de negocio y contexto regulatorio. 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 36 meses.
  - LGD: Calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva; y
  - EAD: Exposición contable en la fecha de reporte, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir.

  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.

f.4) Pasivos financieros excepto derivados

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

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 N°3.e.

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

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

f.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

- **Coberturas de valor razonable**: La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.

- **Coberturas de flujos de efectivo**: Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio total denominada “Coberturas de flujo de caja”. La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

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

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

f.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

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.

f.7) Compensación de activos y pasivos financieros

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

- Existe un derecho en el marco 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.) Medición del valor razonable

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

h.) Inventarios

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

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

i.) 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.

j.) Provisiones

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

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

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

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

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

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

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

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

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

k.) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

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

l.) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

m.) Impuesto a las ganancias

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

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

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

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

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados, 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 las correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y lo 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.

n.) 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 Distribución 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.

- 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.

- Otros servicios: Principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico y construcción de obras. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o

métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.

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

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

Enel Distribución 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.

o.) Ganancia (pérdida) por acción

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

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuas, atribuible a la Sociedad Matriz, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el periodo, excluyendo el número medio 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.

p.) Dividendos

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

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

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

q.) Estado de flujos de efectivo

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

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

r.) Criterios de segmentación

Para la identificación de los segmentos de operación sobre los que debe informase, el Grupo tiene en consideración la manera en que se presentan regularmente los resultados de operación para la toma de decisiones por parte de la Administración y los criterios de agregación, de acuerdo a lo indicado en NIIF 8 “Segmentos de operación”.

Enel Distribución Chile, y sus subsidiarias Enel Colina S.A. (Ex. Empresa Eléctrica de Colina Ltda.) y Empresa de Transmisión Chena S.A., operan en la Región Metropolitana, mercado constituido directamente por los actuales y potenciales consumidores finales ubicados en su zona de concesión. Aunque la compañía también puede comercializar energía fuera de la zona de concesión, no es aplicable una segmentación geográfica.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, y están obligadas a prestar servicio a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5000 kW que opten por la tarifa libre}. Estos clientes de tarifa libre pueden negociar su suministro con cualquier empresa distribuidora o generadora, debiendo pagar un peaje regulado por el uso de la red de distribución. A pesar de estar sometidos a distintas tarifas, ambos mercados comparten una única política comercial.

De acuerdo a lo señalado, para efectos de la aplicación de la NIIF 8, se define como el único segmento operativo para Enel Distribución Chile, a la totalidad del negocio descrito.

4. ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPO DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA O COMO MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS.

I. Proceso de reorganización societaria.

Con fecha 21 de diciembre de 2019 se publicó en el Diario Oficial la ley Nº 21.194, que “Rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica”, con el objetivo de modernizar el procedimiento de determinación y fijación de las tarifas de distribución, a fin de determinar adecuadamente los costos eficientes de prestar el servicio de distribución, evitando asimetrías de información y permitiendo la participación de los agentes interesados de forma transparente y contestable, basado en argumentos técnicos, jurídicos y económicos. En la práctica, esta Ley estableció que la empresa Distribuidora no debe continuar ejecutando transacciones y operaciones que no representan su negocio principal, como es el negocio de la Transmisión eléctrica.

Además, se obligó a la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) a emitir resoluciones exentas para establecer las nuevas exigencias para las empresas y para regular determinados valores, hasta la entrada en vigencia de la ley, entre otros puntos.

Con fecha 29 de mayo de 2020, CNE emitió la Resolución Exenta N°176 que determinó el alcance de giro exclusivo y de la contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica, en conformidad a lo establecido en la Ley N° 21.194, que a su vez modificó la Ley Eléctrica. La citada Resolución CNE fue publicada en el Diario Oficial el 9 de junio de 2020 recién pasado, y tiene vigencia a partir del 1 de enero de 2021.

En consideración a lo anterior, todas aquellas operaciones que no corresponden al giro exclusivo de la Distribución, y que por su naturaleza no puedan ser separadas con anterioridad a la fecha de vigencia de la Ley 21.194, 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.

De acuerdo a lo señalado hasta ahora por la CNE a través de la Resolución N° 176, Enel Distribución Chile deberá desprenderse del negocio de transmisión y de comercialización de energía a clientes libres. Respecto del primer punto, con fecha 03 de diciembre de 2020 se realizó la sesión de la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Distribución Chile S.A., que resolvió aprobar la división de la compañía, con las correspondientes tramitaciones legales de sus actas y otros asuntos relacionados. Adicionalmente, se aprobó que la división tendrá efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue una escritura pública de cumplimiento de condiciones de la división.

Para ello, en cumplimiento de lo requerido por la Ley 21.194, la Compañía ha iniciado un proceso tendiente a efectuar la correspondiente reorganización societaria, consistente en la división de Enel Distribución Chile en dos sociedades que recibirían, por un lado, los negocios de distribución y, por otro lado, otra sociedad que desarrolle el negocio de transmisión.

Producto de la división de Enel Distribución Chile S.A. surgirá una nueva sociedad anónima abierta “Enel Trasmisión Chile S.A.”, a la cual le serán asignadas las participaciones societarias y activos y pasivos asociados al negocio de trasmisión.

Al 31 de diciembre de 2020, todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de trasmisión se han considerado como “activos no corrientes o grupo de activos mantenidos para distribuir a los propietarios”, o como “pasivos no corrientes o grupo de pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios”, según corresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la nota 3 i.

Los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios al 31 de diciembre de 2020 son los siguientes:

(En miles de pesos chilenos -Ch$)	
ACTIVOS	**al 31.12.2020**
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.137.449
Otros activos financieros corrientes	208.891
Otros activos no financieros corrientes	22.229
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	23.673.723
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	1.578.085
Inventarios corrientes	452.175
Activos por impuestos corrientes	7.840
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	**27.080.392**
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Otros activos no financieros no corrientes	685.415
Activos intangibles distintos de la plusvalía	18.385.387
Propiedades, planta y equipo	275.980.251
Activos por derecho de uso	1.061.166
Activos por impuestos diferidos	21.079
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**296.133.298**
TOTAL ACTIVOS	**323.213.690**

(En miles de pesos chilenos -Ch$)	
PASIVOS	**al 31.12.2020**
PASIVOS CORRIENTES	
Pasivos por arrendamientos corrientes	126.622
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	8.844.985
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	26.279.690
Pasivos por impuestos corrientes	54.685
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	**35.305.982**
PASIVOS NO CORRIENTES	
Pasivos por arrendamientos no corrientes	869.619
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	42.144.864
Otras provisiones no corrientes	2.137.478
Pasivo por impuestos diferidos	12.689.045
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.731.061
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**59.572.067**
TOTAL PASIVOS	**94.878.049**

5. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco Regulatorio

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

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

Bajo dependencia del Ministerio de Energía, se encuentra el organismo regulador del sector eléctrico (la Comisión Nacional de Energía) y el ente fiscalizador (la Superintendencia de Electricidad y Combustibles). El Ministerio cuenta, además, con la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), y con la Agencia de Sostenibilidad Energética.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) posee la autoridad para proponer tarifas reguladas, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación. Por su parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas.

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

La Ley establece un Coordinador Eléctrico Nacional, organismo independiente de derecho público, a cargo de la operación y coordinación del sistema eléctrico chileno cuyos objetivos principales son: i) Preservar 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 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.2 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.

a) 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 N°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 ha estado 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 tiene una duración de 90 días siguientes a la publicación de la ley, y las deudas que se acumulen sobre los clientes que se hayan acogido a esta medida deberá ser cancelada 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 modifica los plazos definidos en la Ley N°21.249 fijándose la duración del beneficio a 270 días siguientes a la promulgación de la 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 ésta 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 02 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.

b) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

c.1 Fijación Tarifas de Distribución 2016 - 2020

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

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

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 rigió retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016.

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

iii) Decreto N°5T/2018, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto N°11T de 2016, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018 y que rigió 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 cuadrienio 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 cuadrienio 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 01 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 07 de enero de 2021, se prorrogaron los plazos de entrega del Informe de Avance N°2 e Informe Final para el 08 de febrero de 2021 y 08 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 el 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 02 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.

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Efectivo en caja	20.700	31.416
Saldos en bancos	2.499.322	2.299.949
Total	**2.520.022**	**2.331.365**

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

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

Moneda	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Pesos Chilenos	2.257.976	2.207.689
Euros	2.873	82.746
Dólares Estadounidenses	259.173	40.930
Total	**2.520.022**	**2.331.365**

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

	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	2.520.022	2.331.365
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para los propietarios	1.137.449	-
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	**3.657.471**	**2.331.365**

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

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	Traspaso a Mantenido para distribuir a los propietarios	Diferencias de cambio	Costos financieros	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Deuda Financiera Corriente	9.065.924	947.590.127	(895.309.786)	(5.604.400)	46.675.941	(18.639.824)	-	5.638.502	-	721	42.741.264
Deuda Financiera No Corriente	135.514.032	-	-	-	-	(42.144.865)	-	-	-	-	93.369.167
Pasivos por arrendamientos (Nota 22)	3.732.109	-	(932.471)	(173.731)	(1.106.202)	(996.241)	(64.757)	173.730	2.475.658	-	4.214.297
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**148.312.065**	**947.590.127**	**(896.242.257)**	**(5.778.131)**	**45.569.739**	**(61.780.930)**	**(64.757)**	**5.812.232**	**2.475.658**	**721**	**140.324.728**

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2019	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representas flujos de efectivo			al 31.12.2019
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Costos financieros	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Prestamo bancario	2	-	-	(40.509)	(40.509)	40.508	-	(1)	-
Arrendamiento financiero	-	-	(708.840)	-	(708.840)	194.413	4.246.536	-	3.732.109
Préstamos de empresas relacionadas	125.740.847	201.936.372	(179.256.285)	(9.061.791)	13.618.296	4.975.915	-	244.898	144.579.956
Total	**125.740.849**	**201.936.372**	**(179.965.125)**	**(9.102.300)**	**12.868.947**	**5.210.836**	**4.246.536**	**244.897**	**148.312.065**

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

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

	Corrientes		No corrientes	
Otros activos financieros	**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	29.977	-	4	-
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	64.220	-	22.741
Total	**29.977**	**64.220**	**4**	**22.741**

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:

	Corrientes		No corrientes	
Otros activos no financieros	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
IVA crédito fiscal y otros impuestos	988.371	1.385.428	-	-
Gastos pagados por anticipados	1.507.883	6.641.557	-	-
Depósito en garantía	-	-	128.724	493.655
Otros	333.852	841.092	2.663.151	2.082.930
Total	**2.830.106**	**8.868.077**	**2.791.875**	**2.576.585**

b) Otros pasivos no financieros

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

	Corrientes		No corrientes	
Otros pasivos no financieros	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
IVA débito fiscal y otros impuestos	17.364.334	15.077.074		
Aportes Financieros Reembolsables	-	-	1.177.968	1.302.759
Empalmes y redes	3.860.816	9.283.177	-	-
Traslado de redes	1.473.486	2.845.708	-	-
Productos y servicios	224.407	902.821	-	-
Otros	938.297	385.676	-	-
Total	**23.861.340**	**28.494.456**	**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:

	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	**Corriente**	**No corriente**	**Corriente**	**No corriente**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	**293.497.187**	**292.174.991**	**312.835.288**	**157.051.933**
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	257.084.420	212.950.441	278.819.311	105.553.685
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	8.469.703	62.021.603	6.645.080	51.034.618
Otras cuentas por cobrar, bruto	27.943.064	17.202.947	27.370.897	463.630

	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	**Corriente**	**No corriente**	**Corriente**	**No corriente**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	**235.267.869**	**276.692.991**	**260.840.410**	**157.051.933**
Cuentas comerciales por cobrar, neto	213.857.344	212.950.441	238.678.941	105.553.685
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	3.986.428	62.021.603	4.674.510	51.034.618
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	17.424.097	1.720.947	17.486.959	463.630

(1) La composición de las otras cuentas por cobrar al 30 de diciembre de 2020 y 2019 es la siguiente:

	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	**Corriente**	**No corriente**	**Corriente**	**No corriente**
Cuentas por cobrar al personal	6.226.431	1.720.947	3.084.745	459.674
Recaudación en curso	3.744.371	-	7.541.063	-
Registro de IVA (provisiones de facturas)	462.192	-	2.172.064	-
Anticipos proveedores y acreedores	5.097.490	-	2.794.810	3.956
Provisión seguros	1.427.000	-	1.894.277	-
Deudores no energía	466.613	-	-	-
Total	**17.424.097**	**1.720.947**	**17.486.959**	**463.630**

Al 31 de diciembre de 2020, las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar brutas no corrientes se han incrementado en M$135.123.058 respecto a diciembre de 2019.

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, con el correspondiente impacto financiero y contable que la situación conlleva.

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 consecuencia de las situaciones antes expuestas al 31 de diciembre de 2020, los efectos financieros y contables se neutralizan (principio de pass-through) para Enel Distribución Chile, a continuación, se resumen los efectos contables registrados por el Grupo:

- Clasificación como cuentas comerciales por cobrar no corrientes por M$206.186.925 al 31 de diciembre de 2020 (M$100.458.746 al 31 de diciembre de 2019) y proveedores por compra de energía por M$206.186.925 (M$100.458.746 al 31 de diciembre de 2019). Ver Notas N°10 y N°21.

- Menores ingresos por ventas de energía a clientes finales por M$7.432.935 y un mismo valor como menor costo de compra de energía.

- Mayores ingresos y costos financieros por M$8.643.592 al 31 de diciembre de 2020, respectivamente, de los cuales M$ 6.467.692 corresponde al efecto por la aclaración indicada en la Resolución N°340 Exenta, indicada anteriormente (mayores ingresos y costos financieros por M$10.242.000 al 31 de diciembre de 2019, respectivamente). Ver Nota N°31.

- Utilidad y pérdida por diferencias de cambio por M$20.369.405, respectivamente (utilidad y perdida por diferencias de cambio por M$2.825.679 al 31 de diciembre de 2019, respectivamente) por la dolarización de las correspondientes cuentas por pagar y por cobrar pendientes de facturación (ver Nota N°31).

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

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

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los periodos terminados al 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 N°10.1.a.

b) 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, la compañia podrá efectuar la cesión de derechos de cobros de que sea titular y que deriva de una parte de 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.f.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.

c) 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	10.186.655	1.716.952	8.469.703	7.955.914	1.310.833	6.645.081
Más de un año y no más de dos años	10.158.048	1.708.198	8.449.850	7.955.914	1.310.833	6.645.081
Más de dos años y no más de tres años	10.130.352	1.665.768	8.464.584	7.955.914	1.304.364	6.651.550
Más de tres años y no más de cuatro años	10.095.616	1.283.695	8.811.921	7.921.806	1.085.376	6.836.430
Más de cuatro años y no más de cinco años	10.004.185	447.338	9.556.847	7.877.263	524.348	7.352.915
Más de cinco años	27.185.272	446.871	26.738.401	23.831.586	282.945	23.548.641
Total	**77.760.128**	**7.268.822**	**70.491.306**	**63.498.397**	**5.818.699**	**57.679.698**

Los valores corresponden a mayoritariamente a desarrollos de nuevos proyectos de alumbrado público durante 2020, principalmente a municipalidades.
Al 31 de diciembre de 2020 el resultado en la venta de arrendamientos financieros alcanzó a M$5.090.399, (M$5.366.871 al 31 de diciembre de 2019), adicionalmente los ingresos financieros por inversión neta por arrendamientos financieros alcanzo a M$1.562.017, (M$1.446.779 al 31 de diciembre de 2019).

d) 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:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Con antiguedad menor de tres meses	32.383.736	39.156.033
Con antiguedad entre tres y seis meses	12.228.421	4.743.205
Con antiguedad entre seis y doce meses	5.726.638	2.853.614
Con antiguedad mayor a doce meses	15.633.636	7.330.495
Total	**65.972.431**	**54.083.347**

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

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente
Saldo al 1 de enero de 2019	**47.952.196**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	8.153.419
Montos castigados	(4.110.737)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**51.994.878**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	12.998.719
Montos castigados	(5.005.733)
Traspaso a Mantenido para distribuir a los propietarios	(1.295.038)
Otros movimientos	(463.508)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**58.229.318**

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a M$12.998.719 durante el ejercicio 2020, lo que representa un incremento de un 59,43% respecto a la pérdida de M$8.153.419 registrada durante mismo período de año 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 Nota N°5 Regulación – temas regulatorios 2020, Nota N°29 pérdidas por deterioro de cuentas comerciales y Nota 33.b Contingencia por COVID-19.

f) 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. El proceso conlleva normalmente, para la estratificación de clientes masivos, al menos a los 24 meses de antigüedad, y para los Grandes clientes y Clientes Institucionales, 60 meses.

g) Información adicional:

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

- Información adicional requerida en OFORD N°30.202 de fecha 17 de noviembre de 2014 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (ver Anexo N°7).

10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones entre la Sociedad y sus Subsidiarias con entidades relacionadas, corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y se realizan en condiciones de mercado. Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Distribución 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 garantías otorgadas asociadas a los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

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

							Corrientes		No corrientes	
R.U.T.	Sociedad	Descripcion de la transacción	Plazo de de transacción	Naturaleza de la transacción	Moneda	País	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network Srl	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	266.732	146.061	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	106.418	109.858	-	-
Extranjera	Enel X S.r.l.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	29.990	26.954	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Caja Centralizada	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	4.446.547	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	815.142	786.268	-	-
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	25.366	-	-
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	32	69	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	1.242.467	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	103.592	203.006	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	166.065	153.384	-	-
Extranjera	Codensa S.A. ESP	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Colombia	74.930	26.237	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora del Sur S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Argentina	136.514	83.437	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Real	Brasil	561.554	465.970	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	36.691	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar Spa	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	4.321	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile SA	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	549	-	-
76-250-019-1	Enel Green Power Chile Ltda	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	994	-	-
76.052.206-5	Parque Eolico Valle los Vientos	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	21	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile Spa	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	430.405	2.357.311	-	-
		Total					**2.691.374**	**10.115.511**	**-**	**-**

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

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
							al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	-	49.488	-	-
Extranjera	Enel Energía	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	478.207	452.289	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	547.424	2.005.720	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	4.883.583		-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	Eur	España	388.584	382.913	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	118.894	3.152.538	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	4.787.302		-	-
Extranjera	ENEL X S.R.L.	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	130.664	188.144	-	-
Extranjera	ENEL X S.R.L.	Servicios Técnicos	Más de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	2.489.578		-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Caja Centralizada	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	42.187.162	8.511.822	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	9.245.252	35.309.080	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	850.514	10.686.245	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (1)	Prestamo por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	554.102	554.102	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (1)	Prestamo por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	-	93.369.167	135.514.032
Extranjera	Enel Italia	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	-	1.188.324		-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (2)	Compra de Energía	Más de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	22.264.321	19.980.820	91.578.201	45.932.636
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	340.915	635.190	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	569.880	558.238	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	713.297	-	584.736
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	501	-	-
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	4.464	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	20	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar SPA (2)	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	275.546	894.183	1.713.097	-
76.321.458-3	Almeyda Solar SPA	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	49	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	46	-	-
76.052.206-5	Parque Eolico Valle los Vientos	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	18	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile SA	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	1.297	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile SA	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	576.851	146.716	-	-
96.971.330-6	Geotermica del Norte S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	49	-	-
Extranjera	Enel Global Services	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Chile	640.692	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Chile	824.238	-	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile Spa	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	449.966	2.091.760	-	-
		Total					**92.603.675**	**87.507.313**	**186.660.465**	**182.031.404**

(1) Corresponde a crédito estructurado de Enel Chile S.A. (ver Nota N°10.1. d).
(2) Las cuentas por pagar no corrientes, corresponden a la aplicación del Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes Sujetos a Regulación de Tarifas (ver Nota N°9).

Al 1 de enero de 2020, Luz Andes Ltda. se fusionó con Enel Distribución Chile S.A., siendo esta última la continuadora legal.

c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transaccion	País	al 31.12.2020	al 31.12.2019
76.321.458-3	ALMEYDA SOLAR SPA	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(7.440.433)	(4.596.120)
76.321.458-3	ALMEYDA SOLAR SPA	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	36.396	4.651
76.321.458-3	ALMEYDA SOLAR SPA	Matriz Común	Ingresos Financieros	Chile	26.510	-
76.321.458-3	ALMEYDA SOLAR SPA	Matriz Común	Gastos Financieros	Chile	(41.087)	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(2.988.364)	(6.296.630)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Ingresos Financieros	Chile	40.001	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	82.228	34.261
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	-	5.695
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(11.058)	24.344
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(14.711.454)	(13.039.341)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz Común	Gastos Financieros	Chile	(5.605.259)	(4.976.797)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz Común	Ingresos Financieros	Chile	7.518	512.990
Extranjera	E-Distribuzione	Matriz Común	Otros servicios	Italia	-	(522.623)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(363.085.681)	(370.666.479)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(1.455.587)	(334.365)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz Común	Gastos Financieros	Chile	(4.110.743)	(1.488.322)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	5.370.304	163.824
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz Común	Ingresos Financieros	Chile	-	5.166.052
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	-	3.518.103
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Matriz Común	Servicios Técnicos	Italia	(1.826.030)	(472.940)
Extranjera	Enel Global Services	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(56.281)	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(10.361)	2.587
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(410.334)	-
76-250-019-1	Enel Green Power Chile Ltda	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	-	(381.895)
Extranjera	Enel Italia	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	-	(755.208)
Extranjera	Enel S.p.A.	Matriz	Servicios Técnicos	Italia	(1.649.658)	(1.628.028)
76.924.079-9	Enel X Chile Spa	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	2.441.128	5.751.707
Extranjera	Enel X S.R.L.	Matriz Común	Servicios Técnicos	Italia	(2.303.769)	(147.488)
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	-	(107.171)
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	-	20.933
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	-	66.705
96.971.330-6	Geotermica del Norte S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	12	(71)
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(693.073)	(485)
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	1	(285)
76.126.507-5	Parque Eolico Valle de los Vientos SA	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(54)	(150)
		Total			**(398.395.128)**	**(390.142.546)**

Sociedades relacionadas fusionadas:

- EGP Chile Ltda., fue fusionada en marzo de 2020 por Enel Green Power Chile S.A.
- Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. fue fusionada en marzo de 2020 por Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.
- Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., fue fusionada en junio de 2020 por Parque Eólico Tal S.A.
- Parque Eólico Tal S.A., fue fusionada en junio de 2020 por Almeyda Solar SPA.

Enel Chile S.A. presta servicios administrativos, entre otros, a Enel Distribución Chile S.A. y otras subsidiarias del Grupo Enel Chile, a través de un Contrato de Caja Centralizada que opera a contar del segundo semestre de 2018, mediante el cual financia los déficits de caja de sus filiales 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. Anterior a la entrada en vigencia del Contrato de Caja Centralizada, Enel Chile y Enel Distribución tenían un Contrato de Cuenta Corriente Mercantil, mediante el cual podían entregarse préstamos intercompañía mutuamente.

Al 31 de diciembre de 2020, Enel Distribución Chile S.A. presenta fondos transferidos producto de los excedentes de caja traspasados a Enel Chile S.A. generados por el Contrato de Caja Centralizada, por M$897.491.366, (M$179.466.650 al 31 de diciembre de 2019), esta transacción devengó intereses a una tasa TAB – 0,03% anual y presenta fondos recibidos de Enel Chile S.A. por M$953.044.470 (M$255.414.416 en el 2019) devengando intereses a una tasa TAB + 1,21% anual.

d) Transacciones significativas

El 15 de enero de 2018, se tomó un préstamo estructurado con la matriz, Enel Chile S.A., por un monto de M$121.000.000, el cual se podrá amortizar de forma parcial o total hasta antes del 15 de noviembre de 2019. El 15 de noviembre de 2019, se renovó dicho préstamo por un monto de M$135.514.032 por un plazo de 3 años con vencimiento el 15 de noviembre de 2022. La tasa de interés aplicable a esta operación es de un 3,20% anual. Al 31 de diciembre de 2020, producto de la división de la sociedad clasifico como mantenidos para distribuir a los propietarios un monto de M$42.144.864; quedando Enel Distribución Chile con un crédito estructurado por M$93.369.168.

Fecha de inicio	Capital adeudado M$	Disponible para los propietarios M$	Vencimiento	Tasa Fija
15-11-2019	93.369.168	42.144.864	15-11-2020	3,22%

10.2. Directorio y personal clave de la gerencia

En la Junta Ordinaria de Accionistas, realizada el día, 28 de abril de 2020, se designaron Directores de la Compañía a las siguientes personas:

1.- Sr. Edoardo Marcenaro
2.- Sra. Alessandra Billia
3.- Sra. Claudia Bobadilla Ferrer
4.- Sr. Marco Fadda
5.- Sr. Hernán Felipe Errázuriz Correa

Asimismo, en Sesión N°2/2020 Ordinaria de Directorio, celebrada el 28 de abril de 2020, con posterioridad a la citada Junta, se eligió como Presidente del Directorio al señor Edoardo Marcenaro.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

- Otras transacciones

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

b) Retribución del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Distribución Chile S.A. La Junta Ordinaria de Accionistas del 26 de abril de 2019 fijó la siguiente remuneración:

- Pagar a cada Director 135 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual y 70 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, con el tope de 15 sesiones remuneradas dentro del ejercicio. El pago se efectuará de acuerdo al valor que tenga la Unidad de Fomento al día respectivo.

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

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

Los ejecutivos de Enel Distribución Chile S.A. no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias o coligadas, nacionales o extranjeras,

pertenecientes al Grupo Empresarial, como tampoco percibirán remuneración o dieta alguna para sí, en el evento de desempeñarse como directores o consejeros de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las que el Grupo Empresarial ostente, directa o indirectamente, alguna participación.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Distribución Chile S.A. al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	al 31.12.2020 Directorio de Enel Distribucion
Extranjero	Edoardo Marcenaro	Presidente	Enero - Diciembre 2020	-
4.686.927-3	Hernán Felipe Errázuriz Correa	Director	Enero - Diciembre 2020	59.372
9.954.477-5	Claudia Bobadilla Ferrer	Director	Enero - Diciembre 2020	59.372
Extranjero	Mauro Di Carlo	Director	Enero - Diciembre 2020	-
Extranjero	Alessandra Billia	Director	Enero - Diciembre 2020	-
	TOTAL			**118.744**

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	al 31.12.2019 Directorio de Enel Chile
Extranjero	Edoardo Marcenaro	Presidente	Enero - Diciembre 2019	-
4.686.927-3	Hernán Felipe Errázuriz Correa	Director	Enero - Diciembre 2019	57.694
9.954.477-5	Claudia Bobadilla Ferrer	Director	Enero - Diciembre 2019	43.888
Extranjero	Mauro Di Carlo	Director	Enero - Diciembre 2019	-
Extranjero	Alessandra Billia	Director	Enero - Diciembre 2019	-
	TOTAL			**101.582**

Gastos en asesorías del Directorio

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

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 Distribución Chile al 31 de diciembre de 2020 está compuesto por las siguientes personas:

Personal clave de la gerencia

Rut	Nombre		Cargo
10.485.198-3	Ramón Castañeda Ponce	(1)	Gerente General
10.619.635-8	Horacio Aranguiz Pinto	(2)	Fiscal
14.119.842-4	Alvaro Perez Carrasco	(2)(5)	Gerente de Planificación y Control
26.880.618-0	Silvia Latini	(3)	Gerente de Recursos Humanos
13.020.441-4	Carlos Morales Rojas	(4)	Gerente de Personas y Organización

(1) El Sr. Ramón Castañeda Ponce, asumió como Gerente General el 16 de agosto de 2018.
(2) Estos ejecutivos forman parte del personal clave de la Compañía a contar del 24 de febrero de 2020.
(3) La Señora Silvia Latini permaneció en su cargo hasta el 30 de noviembre de 2020.
(4) El Sr. Carlos Morales Rojas asumió como Gerente de Personas y Organización el 01 de diciembre de 2020.
(5) El Sr. Alvaro Perez Carrasco permaneció en su cargo hasta el 31 de enero 2021, en su reemplazo asumirá con fecha 01 de febrero de 2020 el Sr. Rodrigo Vargas Gomez.

Personal clave de la gerencia

Rut	Nombre		Cargo
12.614.913-1	Victor Tavera Olivos	(7)	Gerente Mercado Distribución Chile
12.483.320-5	Yanett Henriquez Zamora	(6)	Gerente de Recursos Humanos
10.649.635-8	Horacio Aranguiz Pinto	(7)	Fiscal
13.535.122-9	Rodrigo Vargas Gómez	(7)	Gerente de Planificación y Control
14.119.842-4	Alvaro Pérez Carrasco	(7)	Gerente de Planificación y Control
9.906.072-7	Andrés González Cerrutti	(7)	Gerente de Comunicación
15.287.886-9	Daniel Gómez Sagner	(7)	Gerente de Regulación
26.880.618-0	Silvia Latini	(7)	Gerente de Recursos Humanos

(6) La Sra. Yanett Henriquez Zamora se mantuvo en su cargo hasta el 14 de mayo de 2019.
(7) Estos ejecutivos, formaron parte del personal clave de la Compañía hasta el día 01 de octubre de 2019.

La dotación al 31 de diciembre de 2020 corresponde a 4 personas (1 al 31 de diciembre de 2019).

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la gerencia ascienden a M$834.240 por el periodo terminado al 31 de diciembre 2020 (M$743.748 al 31 de diciembre de 2019).

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

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

	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Remuneración	511.646	558.835
Beneficios a corto plazo para los empleados	170.024	155.466
Otros beneficios a largo plazo	152.570	29.447
Total	**834.240**	**743.748**

10.4. Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Distribución 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.

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. Indemnizaciones pagadas a los principales ejecutivos y gerentes:

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, no se pagaron finiquitos.

10.6. 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:

Clases de Inventarios por conceptos	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019
Inventarios al valor neto realizable		
Aceites y grasas	11.977	10.885
Materiales y equipos	2.773.253	2.980.691
Retail	160.010	159.367
Total	**2.945.240**	**3.150.943**

No existen Inventarios en Garantía de Cumplimiento de Deudas.

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:

Activos por impuestos	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Pagos provisionales mensuales	3.646.611	3.831.049
Impuestos por recuperar años anteriores	4.813.279	7.840
Créditos por gastos de capacitación	199.971	184.518
Total	**8.659.861**	**4.023.407**

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

Pasivos por Impuestos	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Impuesto a la renta	40.871	34.718
Total	**40.871**	**34.718**

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

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

Activos intangibles	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Activos Intangibles Identificables, Neto	**46.949.966**	**51.360.795**
Servidumbre	636.973	9.963.225
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	7.394	7.394
Programas Informáticos	46.305.599	41.390.176

Activos intangibles	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Activos Intangibles Identificables, Bruto	**98.672.914**	**99.722.518**
Servidumbre	844.729	11.370.670
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	437.226	437.224
Programas Informáticos	97.390.959	87.914.624

Activos intangibles	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(51.722.948)**	**(48.361.723)**
Servidumbre	(207.756)	(1.407.445)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(429.832)	(429.830)
Programas Informáticos	(51.085.360)	(46.524.448)

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:

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	9.963.225	7.394	41.390.176	**51.360.795**
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	21.072.347	**21.072.347**
Amortización	-	-	(7.097.789)	**(7.097.789)**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios	(9.326.252)	-	(9.059.135)	**(18.385.387)**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(9.326.252)**	**-**	**4.915.423**	**(4.410.829)**
Saldo final al 31.12.2020	**636.973**	**7.394**	**46.305.599**	**46.949.966**

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2019	9.963.225	7.394	31.993.176	**41.963.795**
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	13.624.482	**13.624.482**
Amortización	-	-	(4.521.620)	**(4.521.620)**
Incremento (disminución)	-	-	294.138	**294.138**
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	**-**	**9.397.000**	**9.397.000**
Saldo final al 31.12.2019	**9.963.225**	**7.394**	**41.390.176**	**51.360.795**

El valor neto de los intangibles al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Descripción	Propietario	Valor Neto al 31.12.2020 M$	Valor Neto al 31.12.2019 M$	Plazo Vigencia Meses	Plazo Residual Meses
Servidumbres de Paso	Enel Distribución Chile S.A.	513.142	9.839.394	Indefinido	-
	Enel Colina S.A.	83.260	83.260	Indefinido	-
	Trasmisora Chena	40.571	40.571	Indefinido	-
Programas Informaticos	Enel Distribución Chile S.A.	3.908.633	20.059.511	48	1 - 36
	Enel Colina S.A.	6.045	12.090	48	1 - 21
Programas Informaticos en desarrollo	Enel Distribución Chile S.A.	42.398.315	21.325.969	-	-
Total		**46.949.966**	**51.360.795**		

No existen pérdidas por deterioro reconocidas al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019. De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de diciembre de 2020.

14. 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:

Compañía	Saldo Final al 31.12.2020	Saldo Final al 31.12.2019
Enel Colina S.A.	2.240.478	2.240.478
Total	**2.240.478**	**2.240.478**

La plusvalía por la inversión en la Subsidiaria Enel Colina S.A. (hasta el 27 de junio de 2020, Empresa Eléctrica de Colina Ltda.), tiene su origen en la compra del 100% de las acciones de esta sociedad, con fecha septiembre de 1996. Los accionistas vendedores fueron Inversiones Saint Thomas S.A. (499.999 acciones) y Sergio Urrutia H. (1 acción), persona jurídica y natural no relacionada, ni directa ni indirectamente con Enel Distribución Chile S.A.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías compradas permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2020 (ver Nota 3.d).

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**739.268.995**	**957.752.454**
Construcción en Curso	148.835.151	173.566.099
Terrenos	1.898.748	17.005.625
Edificios	7.231.550	4.618.859
Plantas y Equipos	568.860.877	747.196.834
Instalaciones Fijas y Accesorios	12.442.669	15.365.037

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**1.168.549.516**	**1.543.420.342**
Construcción en Curso	148.835.151	173.566.099
Terrenos	1.898.748	17.005.625
Edificios	18.390.869	12.051.406
Plantas y Equipos	961.633.220	1.299.669.109
Instalaciones Fijas y Accesorios	37.791.528	41.128.103

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(429.280.521)**	**(585.667.888)**
Edificios	(11.159.319)	(7.432.547)
Plantas y Equipos	(392.772.343)	(552.472.275)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(25.348.859)	(25.763.066)

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:

Movimientos año 2020		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Instalaciones Fijas y Accesorios	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2020		173.566.099	17.005.625	4.618.859	747.196.834	15.365.037	**957.752.454**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	95.390.498	-	59.806	101.862	119.324	**95.671.490**
	Depreciación	-	-	(683.173)	(34.060.116)	(2.610.568)	**(37.353.857)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(66.552.310)**	**256.182**	**25.869.238**	**35.941.908**	**4.484.982**	-
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(66.552.310)	256.182	25.869.238	35.941.908	4.484.982	-
	Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	**(1.610.097)**	-	**(1.610.097)**
	Retiros	-	-	-	(1.610.097)	-	**(1.610.097)**
	Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios	(54.278.918)	(15.363.059)	(22.633.180)	(178.788.990)	(4.916.106)	**(275.980.253)**
	Otros incrementos (disminución)	709.782	-	-	79.476	-	**789.258**
	Total movimientos	**(24.730.948)**	**(15.106.877)**	**2.612.691**	**(178.335.957)**	**(2.922.368)**	**(218.483.459)**
Saldo al 31 de diciembre de 2020		**148.835.151**	**1.898.748**	**7.231.550**	**568.860.877**	**12.442.669**	**739.268.995**

Movimientos año 2019		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos, neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2019		147.613.336	17.005.625	5.598.056	706.789.449	16.240.339	**893.246.805**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	92.392.705	-	-	-	-	**92.392.705**
	Depreciación	-	-	(186.559)	(32.757.980)	(2.535.149)	**(35.479.688)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(76.601.469)**	-	-	**74.941.622**	**1.659.847**	-
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(76.601.469)	-	-	74.941.622	1.659.847	-
	Disposiciones y retiros de servicio	-	-	**(792.638)**	**(1.880.608)**	-	**(2.673.246)**
	Retiros	-	-	(792.638)	(1.880.608)	-	(2.673.246)
	Otros incrementos (disminución)	10.161.527	-	-	104.351	-	**10.265.878**
	Total movimientos	**25.952.763**	-	**(979.197)**	**40.407.385**	**(875.302)**	**64.505.649**
Saldo al 31 de diciembre de 2019		**173.566.099**	**17.005.625**	**4.618.859**	**747.196.834**	**15.365.037**	**957.752.454**

A raíz de los desórdenes públicos que han afectado al país desde el pasado 18 de octubre de 2019, se efectuaron castigos de inmovilizado por un total de M$792.638 al 31 de diciembre de 2019. Existen seguros comprometidos, los cuales se liquidaron y percibieron en el presente ejercicio 2020.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

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

b) Vidas Útiles

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

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

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

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

No existen activos con restricciones de titularidad ni pignorados como garantía de cumplimiento de deuda al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

16. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

El detalle de los activos por derechos de uso al 31 de diciembre de 2020 y 2019, corresponden a los siguientes:

Movimientos período 2020	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por Derecho de Uso , Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	**3.640.103**	**3.640.103**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	133.977	**133.977**
Depreciación	(1.132.301)	**(1.132.301)**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios	(1.061.167)	**(1.061.167)**
Nuevos contratos (disminución)	2.475.658	**2.475.658**
Total movimientos	**416.167**	**416.167**
Saldo final al 31.12.2020	**4.056.270**	**4.056.270**

Movimientos período 2019	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por Derecho de Uso , Neto
Saldo inicial al 01.01.2019 antes de la aplicación NIIF 16	**4.140.930**	**4.140.930**
Efectos primera aplicación NIIF 16	-	**-**
Saldo inicial al 01/01/2019 después de la aplicación de NIIF 16	**4.140.930**	**4.140.930**
Depreciación	(704.272)	**(704.272)**
Nuevos contratos (disminución)	203.445	**203.445**
Total movimientos	**(500.827)**	**(500.827)**
Saldo final al 31.12.2019	**3.640.103**	**3.640.103**

Activos por derechos de uso 2020	Saldo inicial M$	Depreciación M$	Remediación M$	Saldo Final M$
Arrendamiento de Vehículos	**19.281**	(12.469)	228	**7.040**
Otras instalaciones	**2.186.922**	(265.738)	281.084	**2.202.268**
Oficinas comerciales y otros	**1.433.900**	(167.284)	58.366	**1.324.982**
Totales	**3.640.103**	**(445.491)**	**339.678**	**3.534.290**

Activos por derechos de uso 2019	Saldo inicial M$	Depreciación M$	Remediación M$	Saldo Final M$
Arrendamiento de Vehículos	**38.397**	(19.832)	716	**19.281**
Otras instalaciones	**2.188.790**	(171.894)	170.026	**2.186.922**
Oficinas comerciales y otros	**1.913.743**	(512.546)	32.703	**1.433.900**
Totales	**4.140.930**	**(704.272)**	**203.445**	**3.640.103**

Al 31 de diciembre de 2020 el saldo de los activos por derechos de uso es de M$4.056.270, adicionalmente, durante el cuarto trimestre de 2019 y como consecuencia de la aplicación de NIIF 16, (ver Notas 2.2.a.i y 3.e.), el grupo reconoció al 1 de enero y 31 de diciembre de 2019 derechos de uso relacionados con las propiedades plantas y equipos por un monto de M$4.140.930 y M$3.640.103, respectivamente.

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

	al 31.12.2020			al 31.12.2019		
	Bruto	**Interés**	**Valor Presente**	**Bruto**	**Interés**	**Valor Presente**
Hasta un año	1.526.969	147.915	1.379.055	896.583	157.800	738.783
Más de un año y no más de dos años	1.017.906	133.733	884.173	564.936	145.267	419.669
Más de dos años y no más de tres años	620.188	120.419	499.768	470.252	133.281	336.971
Más de tres años y no más de cuatro años	559.392	107.761	451.631	410.549	121.938	288.611
Más de cuatro años y no más de cinco años	365.131	95.047	270.083	380.328	111.014	269.314
Más de cinco años	1.132.312	402.726	729.586	2.202.478	523.718	1.678.760
Total	**5.221.897**	**1.007.601**	**4.214.296**	**4.925.126**	**1.193.018**	**3.732.108**

c) Arrendamiento de corto plazo y bajo valor

En el estado de resultado consolidado para el periodo terminado al 31 de diciembre de 2020 incluye un gasto por M$2.349.404, (al 31 de diciembre de 2019 M$2.121.462), que se relaciona con los pagos por arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor, que se exceptúan de la aplicación de la NIIF16 (ver Notas N°2.2.a.i. y N°3.e.)

	al 31.12.2020			al 31.12.2019		
	Total	**Terceros**	**Empresas relacionadas**	**Total**	**Terceros**	**Empresas relacionadas**
Hasta un año	4.070.348	603.802	3.466.546	1.846.739	498.989	1.347.750
Total	**4.070.348**	**603.802**	**3.466.546**	**1.846.739**	**498.989**	**1.347.750**

d) Otras informaciones

Enel Distribución Chile mantenía al 31 de diciembre 2020 y 31 de diciembre de 2019 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por montos de M$137.916.244 y M$103.425.302, respectivamente.

Enel Distribución Chile y subsidiarias tienen contratos de seguros para sus activos (excepto líneas de transmisión y distribución) que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000, incluyéndose por éstas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€200. y de Responsabilidad Civil Ambiental de €20 millones. Las primas asociadas a ésta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

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

El monto capitalizado por concepto de gastos del personal relacionado directamente con las construcciones en curso ascendió a M$9.805.315 y M$8.723.441 durante el periodo terminado al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

f) Vidas Útiles

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

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

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

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

No existen activos con restricciones de titularidad ni pignorados como garantía de cumplimiento de deuda al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

17. IMPUESTOS DIFERIDOS

a) Los movimientos de los rubros de "Impuestos Diferidos" del estado de situación financiera por los periodos terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 son los siguientes:

	Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de enero de 2020	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados otros integrales	Transferencias a Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo neto al 31 de diciembre de 2020	Saldo al 31 de diciembre de 2020 Activos por impuestos diferidos	Saldo al 31 de diciembre de 2020 Pasivos por impuestos diferidos
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a:	Depreciaciones (1)	(36.495.896)	4.942.564	-	14.165.956	**(17.387.376)**		**(17.387.376)**
	Obligaciones por beneficios post-empleo	4.473.328	(235.143)	833.568	(72.436)	**4.999.317**	**5.005.315**	**(5.998)**
	Provisiones	**19.572.828**	**(925.866)**	**-**	**(1.331.754)**	**17.315.208**	**17.315.208**	**-**
	Provision Desmantelamiento	173.766	27.310	-	(201.076)	**-**		**-**
	Provisión Contingencias Civiles	3.026.782	964.304	-	(376.043)	**3.615.043**	**3.615.043**	**-**
	Provisión Contingencias Trabajadores	5.989	(5.989)	-	-	**-**		**-**
	Provisión cuentas incobrables	13.878.116	(2.302.044)	-	(754.635)	**10.821.437**	**10.821.437**	**-**
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	2.371.121	320.076	-	-	**2.691.197**	**2.691.197**	**-**
	Otras Provisiones	117.054	70.477	-	-	**187.531**	**187.531**	**-**
	Otros Impuestos Diferidos	**(6.463.012)**	**(4.847.967)**	**2.464**	**(93.801)**	**(11.402.316)**	**9.485.286**	**(20.887.602)**
	Diferido por Ingresos diferidos	3.622.693	(1.868.502)	-	-	**1.754.191**	1.754.191	-
	Efecto Neto Leasing entregado	(15.251.392)	(4.176.777)	-	-	**(19.428.169)**		(19.428.169)
	Otros Impuestos Diferidos	5.165.687	1.197.312	2.464	(93.801)	**6.271.662**	7.731.095	(1.459.433)
	Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos	**(18.912.752)**	**(1.066.412)**	**836.032**	**12.667.965**	**(6.475.167)**	**31.805.809**	**(38.280.976)**
	Compensación						**(30.757.129)**	**30.757.129**
Impuestos diferidos de activo (pasivo) después de compensacion		**(18.912.752)**				**(6.475.167)**	**1.048.680**	**(7.523.847)**

	Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de enero de 2019	Movimientos		Saldo Neto al 31 de diciembre de 2019	Saldo al 31 de diciembre de 2019	
			Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos otros en resultados integrales		Activos por impuestos Diferidos	Pasivos por impuestos Diferidos
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a:	Depreciaciones (1)	(39.472.715)	2.976.819	-	(36.495.896)	19.301	**(36.515.197)**
	Obligaciones por beneficios post-empleo	3.893.446	(115.453)	695.335	4.473.328	4.477.258	**(3.930)**
	Provisiones	**18.862.404**	**710.424**	**-**	**19.572.828**	**19.572.828**	**-**
	Provision Desmantelamiento	139.410	34.356	-	173.766	173.766	**-**
	Provisión Contingencias Civiles	3.633.331	(606.549)	-	3.026.782	3.026.782	**-**
	Provisión Contingencias Trabajadores	5.989	-	-	5.989	5.989	**-**
	Provisión cuentas incobrables	12.751.471	1.126.645	-	13.878.116	13.878.116	**-**
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	2.221.785	149.336	-	2.371.121	2.371.121	**-**
	Otras Provisiones	110.418	6.636	-	117.054	117.054	**-**
	Otros Impuestos Diferidos	**(3.762.908)**	**(2.701.095)**	**991**	**(6.463.012)**	**9.061.638**	**(15.524.650)**
	Ingresos diferidos	4.041.121	(418.428)	-	3.622.693	3.622.693	**-**
	Efecto Neto Leasing	(8.163.073)	(7.088.319)	-	(15.251.392)	-	**(15.251.392)**
	Otros Impuestos Diferidos	359.044	4.805.652	991	5.165.687	5.438.945	**(273.258)**
	Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos	**(20.479.773)**	**870.695**	**696.326**	**(18.912.752)**	**33.131.025**	**(52.043.777)**
	Compensación					**(32.225.152)**	**32.225.152**
Impuestos diferidos de activo (pasivo) después de compensacion		**(20.479.773)**			**(18.912.752)**	**905.873**	**(19.818.625)**

b) Compensación de partidas

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

c) Cambio de tasa

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

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

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

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

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

El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en asociadas, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2020 asciende a M$2.250.295 (M$3.325.938 al 31 de diciembre de 2019).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

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

Pais	Periodo
Chile	2017-2019

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

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

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

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de diciembre de 2020			31 de diciembre de 2019		
	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)	(3.669)	991	(2.678)
Cobertura de Flujo de Efectivo	(967.709)	261.281	(706.428)	(3.073.095)	829.736	(2.243.359)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(3.087.290)	833.571	(2.253.719)	(2.575.317)	695.335	(1.879.982)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	**(4.064.124)**	**1.097.316**	**(2.966.808)**	**(5.652.081)**	**1.526.062**	**(4.126.019)**

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance y resultados integrales durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente.

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

18.1. El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Préstamos que devengan intereses	1	-	1	-
Instrumentos derivados de cobertura	77.553	-	-	-
Total	**77.554**	**-**	**1**	**-**

El grupo no tiene obligaciones garantizadas al 30 de diciembre de 2020 y 2019.

18.2. Deuda de cobertura

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, no hay deuda del Grupo en dólares, que esté relacionada a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (ver Nota N°3.k).

Los saldos mantenidos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, que se incluyen dentro del rubro “Patrimonio Neto: Reservas de cobertura”, corresponden a diferencias de cambio reconocidos por créditos con Enel Distribución Chile S.A. hasta junio de 2011, que se incluyen en otras reservas (ver Nota N°25.4).

Reserva de cobertura de flujo de caja	al 31.12.2020 Corriente	al 31.12.2019 Corriente
Saldo revervas por pasivos al inicio del ejercicio	671.698	2.915.057
Imputación de diferencias de cambio a ingresos	(671.698)	(2.243.359)
Saldo en reservas por revaluación de activos y pasivos al final del periodo	-	**671.698**

18.3. Pasivos por arrendamiento financieros

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:
(ver Notas 2.2 a.i. y 3.e.)

Empresa deudora: Enel Distribución Chile S.A.; Rut: 96.800.570-7; País Chile

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 No Corriente						
									Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años hasta diez	Más de diez años	Total No Corriente
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	70015730-K	MUTUAL DE SEGUROS DE CHILE	Chile	UF	1,91%	Mensual	64.225	65.453	66.704	67.977	57.639	-	321.998
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76596523-3	CAPITAL INVESTI	Chile	UF	1,91%	Mensual	52.505	53.508	54.530	55.571	47.121	-	263.235
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76253641-2	BCYCLE LATAM S.P.A	Chile	CLP	6,24%	Anual	16.679	17.719	18.825	-	-	-	53.223
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76203089-6	RENTAS INMOBILIARIAS AMANECER S.A.	Chile	UF	1,56%	Mensual	17.803	-	-	-	-	-	17.803
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	61219000-3	EMPRESA DE TRANSPORTE DE PASAJEROS METRO S.A	Chile	US$	5,99%	Anual	55.970	59.320	62.871	66.634	397.998	226.828	869.621
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76013489-9	INVERSIONES DON ISSA LTDA	Chile	UF	1,67%	Mensual	73.305	30.904	-	-	-	-	104.209
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	99530420-1	INMOBILIARIA NIALEM SA	Chile	UF	0,40%	Mensual	172.496	173.183	173.873	43.577	-	-	563.129
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76164095-K	INMOBILIARIA MIXTO RENTA SPA	Chile	UF	0,10%	Mensual	9.011	0	0	0	-	-	9.011
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	96565580-8	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	0,10%	Mensual	356.940	29.760	0	0	-	-	386.700
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76013489-9	INVERSIONES DON ISSA LTDA	Chile	UF	1,87%	Mensual	70.468	71.799	73.156	30.889	-	-	246.312
			Total						889.402	501.646	449.959	264.648	502.758	226.828	**2.835.241**

Empresa deudora: Enel Distribución Chile S.A.; Rut: 96.800.570-7; País Chile

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 Corriente		
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	96643660-3	INMOBILIARIA EL ROBLE S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	19.023	38.171	57.194
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	70015730-K	MUTUAL DE SEGUROS DE CHILE	Chile	UF	1,91%	Mensual	21.619	47.378	68.997
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76596523-3	CAPITAL INVESTI	Chile	UF	1,91%	Mensual	17.765	38.732	56.497
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76253641-2	BCYCLE LATAM S.P.A	Chile	CLP	6,24%	Anual	60.000	-	60.000
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76203089-6	RENTAS INMOBILIARIAS AMANECER S.A.	Chile	UF	1,56%	Mensual	4.563	39.724	44.287
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	61219000-3	EMPRESA DE TRANSPORTE DE PASAJEROS METRO S.A	Chile	US$	5,99%	Anual	-	200.452	200.452
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	96565580-8	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	6.122	3.174	9.296
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76013489-9	INVERSIONES DON ISSA LTDA	Chile	UF	1,67%	Mensual	23.746	54.777	78.523
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	96565580-8	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	2.735	-	2.735
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	96565580-8	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	3.734	1.864	5.598
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	99530420-1	INMOBILIARIA NIALEM SA	Chile	UF	0,40%	Mensual	42.897	128.922	171.819
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76164095-K	INMOBILIARIA MIXTO RENTA SPA	Chile	UF	0,10%	Mensual	27.018	81.066	108.084
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	96565580-8	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	0,10%	Mensual	178.447	267.473	445.920
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76013489-9	INVERSIONES DON ISSA LTDA	Chile	UF	1,87%	Mensual	17.661	51.992	69.653
			Total						425.330	953.725	**1.379.055**

Empresa deudora: Enel Distribución Chile S.A.; Rut: 96.800.570-7; País Chile

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 31.12.2019		
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.643.660-3	INMOBILIARIA EL ROBLE S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	12.589	41.263	53.852
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	2.859.481-K	NURIA FERRER PARES	Chile	UF	1,20%	Mensual	4.244	7.621	11.865
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	2.478.836-9	JUANA FERRER PARES	Chile	UF	1,20%	Mensual	4.244	7.621	11.865
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	3.800.735-1	CARMEN ELVIRA ECHAVARRY DE LA SIERRA	Chile	UF	1,20%	Mensual	4.244	7.621	11.865
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	5.742.701-9	JORGE FERRER PARES	Chile	UF	1,20%	Mensual	4.244	7.621	11.865
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	5.120.460-3	CARMEN FERRER PARES	Chile	UF	1,20%	Mensual	4.244	7.621	11.865
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	70.015.730-K	MUTUAL DE SEGUROS DE CHILE	Chile	UF	1,91%	Mensual	13.990	45.274	59.264
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.596.523-3	CAPITAL INVESTI	Chile	UF	1,91%	Mensual	11.479	37.011	48.490
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	77.651.230-3	INVERSIONES TAPIHUE LTDA	Chile	UF	1,20%	Mensual	10.501	-	10.501
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.253.641-2	BCYCLE LATAM S.P.A	Chile	CLP	6,24%	Anual	20.000	-	20.000
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.203.089-6	RENTAS INMOBILIARIAS AMANECER S.A.	Chile	UF	1,56%	Mensual	12.239	24.679	36.918
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	61.219.000-3	EMPRESA DE TRANSPORTE DE PASAJEROS METRO S.A	Chile	US$	5,99%	Anual	-	350.227	350.227
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	85.208.700-5	RENTAEQUIPOS LEASING S.A.	Chile	UF	1,20%	Mensual	774	-	774
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.565.580-8	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	1.628	5.363	6.991
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.013.489-9	INVERSIONES DON ISSA LTDA	Chile	UF	1,67%	Mensual	16.118	51.903	68.021
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.164.095-K	INMOBILIARIA MIXTO RENTA SpA	Chile	UF	1,07%	Mensual	16.530	-	16.530
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.565.580-8	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	278	3.392	3.670
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.565.580-8	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	988	3.231	4.219
			Total						138.334	600.448	**738.782**

Empresa deudora: Enel Distribución Chile S.A.; Rut: 96.800.570-7; País Chile

Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tipo de Amortización	al 31.12.2019						
						Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años hasta diez	Más de diez años	Total No Corriente
96.643.660-3	INMOBILIARIA EL ROBLE S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	48.574	-	-	-	-	-	48.574
70.015.730-K	MUTUAL DE SEGUROS DE CHILE	Chile	UF	1,91%	Mensual	61.373	62.545	63.741	64.959	111.258	-	363.876
76.596.523-3	CAPITAL INVESTI	Chile	UF	1,91%	Mensual	50.173	51.131	52.108	53.104	90.955	-	297.471
76.253.641-2	BCYCLE LATAM S.P.A	Chile	CLP	6,24%	Anual	15.699	16.679	17.719	18.825	-	-	68.922
76.203.089-6	RENTAS INMOBILIARIAS AMANECER S.A.	Chile	UF	1,56%	Mensual	51.480	14.593	-	-	-	-	66.073
61.219.000-3	EMPRESA DE TRANSPORTE DE PASAJEROS METRO S.A	Chile	US$	5,99%	Anual	114.222	120.634	130.857	132.426	1.476.550	-	1.974.689
96.565.580-8	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	4.544	-	-	-	-	-	4.544
76.013.489-9	INVERSIONES DON ISSA LTDA	Chile	UF	1,67%	Mensual	70.215	71.388	24.186	-	-	-	165.789
96.565.580-8	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	652	-	-	-	-	-	652
96.565.580-8	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	2.736	-	-	-	-	-	2.736
Total						419.668	336.970	288.611	269.314	1.678.763	**-**	**2.993.326**

18.4. Flujos futuros de deudas no descontados

A continuación, se muestran un resumen las estimaciones de flujos no descontados por contratos de arrendamiento financiero, por tipo de moneda y vencimiento.

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Corriente Vencimiento Uno a Tres Meses	Corriente Vencimiento Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31/12/2020	No Corriente Vencimiento Uno a Dos Años	No Corriente Vencimiento Dos a Tres Años	No Corriente Vencimiento Tres a Cuatro Años	No Corriente Vencimiento Cuatro a Cinco Años	No Corriente Vencimiento Más de Cinco Años	Total No Corriente al 31.12.2020
Chile	CLP	6,24%	24.156	-	**24.156**	20.234	19.173	18.112	-	-	**57.519**
Chile	UF	1,26%	398.533	888.496	**1.287.029**	775.645	438.548	352.504	200.674	105.862	**1.873.233**
Chile	US$	5,99%	14.523	108.331	**122.854**	122.138	117.975	113.811	109.648	799.467	**1.263.039**
Total			**437.212**	**996.827**	**1.434.039**	**918.017**	**575.696**	**484.427**	**310.322**	**905.329**	**3.193.791**

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Corriente Vencimiento Uno a Tres Meses	Corriente Vencimiento Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31/12/2019	No Corriente Vencimiento Uno a Dos Años	No Corriente Vencimiento Dos a Tres Años	No Corriente Vencimiento Tres a Cuatro Años	No Corriente Vencimiento Cuatro a Cinco Años	No Corriente Vencimiento Más de Cinco Años	Total No Corriente al 31.12.2019
Chile	CLP	6,24%	1.180	23.113	**24.293**	17.847	16.967	16.087	15.207	-	**66.108**
Chile	UF	1,26%	138.528	278.166	**416.694**	301.516	103.834	92.351	90.857	169.969	**758.527**
Chile	US$	5,99%	36.531	336.770	**373.301**	286.652	276.420	267.762	258.317	2.063.704	**3.152.855**
Total			**176.239**	**638.049**	**814.288**	**606.015**	**397.221**	**376.200**	**364.381**	**2.233.673**	**3.977.490**

19. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Distribución Chile siguen las directrices del Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplicarán en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Distribución 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 S.p.A., que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Distribución 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 Distribución 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 defesa). 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.

19.1. Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

Posición bruta:

	31-12-2020 %	31-12-2019 %
Tasa de interés fija	100%	100%

Al 31 de diciembre de 2020, si las tasas de interés de los préstamos con empresas relacionadas denominados en pesos chilenos hubieran sido 50 puntos básicos más altos/más bajos, manteniendo todas las demás variables constantes, la utilidad después de impuestos para el año habría sido de M$82.584.331, M$82.239.875, por préstamos de empresas relacionadas.

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.

19.2. Riesgo de tipo de cambio

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

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

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

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

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.

19.3. Riesgo de liquidez

Enel Distribución Chile puede mantener una liquidez adecuada a través de la contratación de facilidades crediticias e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Al 31 de diciembre de 2020, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M$2.520.022 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2019, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M$2.331.365, en efectivo y otros medios equivalentes.

19.4. Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales: En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente. 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.

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 3g.3 y 9d).

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

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

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

19.5. Medición del riesgo

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

20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

20.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

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

	al 31.12.2020	
	Activos financieros medidos a costo amortizado	**Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	235.267.869	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	2.691.374	
Total Corriente	**237.959.243**	**-**
Instrumentos derivados	-	29.977
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	276.692.991	-
Instrumentos derivados	-	4
Total No Corriente	**276.692.991**	**29.981**
Total	**514.652.234**	**29.981**

	al 31.12.2019	
	Activos financieros medidos a costo amortizado	**Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	270.955.921	-
Otros activos financieros	64.220	-
Total Corriente	**271.020.141**	**-**
Instrumentos de patrimonio	-	22.741
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	157.051.933	-
Total No Corriente	**157.051.933**	**22.741**
Total	**428.072.074**	**22.741**

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

	al 31.12.2020	
	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	**Pasivos Financieros medidos a valor razonable con efectos en otros resultados**
Préstamos que devengan interés	1	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	182.142.940	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	92.603.675	
Instrumentos derivados	-	77.553
Otros pasivos de carácter financiero	1.379.055	-
Total Corriente	**276.125.671**	**77.553**
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	112.922.799	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	186.660.465	
Instrumentos derivados		4
Otros pasivos de carácter financiero	2.835.241	-
Total No Corriente	**302.418.505**	**4**
Total	**578.544.176**	**77.557**

	al 31.12.2019
	Pasivos financieros medidos a costo amortizado
Préstamos que devengan interés	738.783
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	200.448.341
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	87.507.313
Otros pasivos de carácter financiero	-
Total Corriente	**288.694.437**
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	53.968.545
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	182.031.404
Total No Corriente	**235.999.949**
Total	**524.694.386**

Los instrumentos financieros no medidos a valor razonable incluyen efectivo y equivalentes de efectivo, deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, y pasivos financieros con empresas relacionadas.

Debido a su naturaleza a corto plazo, el valor en libros estos instrumentos financieros se aproximan a su valor razonable.

20.2. Jerarquías del Valor Razonable

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	al 31.12.2020	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	29.981	-	29.981	-
Total	**29.981**	**-**	**29.981**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	77.557	-	77.557	-
Total	**77.557**	**-**	**77.557**	**-**

Detalle de instrumento de cobertura.

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	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			31/12/2020	
Forward	Tasa de interes	Otros	29.981	Flujo de caja
Forward	Tipo de Cambio	Otros	(77.557)	Flujo de caja

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	al 31.12.2019	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**
Activos Financieros				
Activo financieros disponibles para la venta no corriente	22.741	22.741	-	-
Total	**22.741**	**22.741**	**-**	**-**

21. 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:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019
Acreedores comerciales				
Acreedores comerciales (*)	168.670.382	186.753.227	112.895.627	53.941.373
Otras cuentas por pagar	13.473.609	13.719.711	27.172	27.172
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	182.143.991	200.472.938	112.922.799	53.968.545

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía (1)	113.342.550	114.809.621	112.895.627	53.941.373
Cuentas por pagar bienes y servicios	52.702.004	68.907.368	-	-
Cuentas por pagar por compra de activos	2.625.828	3.036.238	-	-
Sub total	**168.670.382**	**186.753.227**	**112.895.627**	**53.941.373**
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	878.728	1.047.526	-	-
Depósitos en garantías	176.249	177.349	-	-
Impuestos o tributos distintos a la renta	1.051	24.596	-	-
Cuentas por pagar al personal	9.476.844	8.908.440		-
Otras cuentas por pagar	2.940.737	3.561.800	27.172	27.172
Sub total	**13.473.609**	**13.719.711**	**27.172**	**27.172**
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**182.143.991**	**200.472.938**	**112.922.799**	**53.968.545**

(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 N°19.3.

Información adicional estadística requerida, taxonomía XBRL (ver Anexo N°6 “Detalle Vencimiento de Proveedores”).

22. PROVISIONES

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

	No corrientes	
Provisiones	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Por reclamaciones legales	13.450.281	11.210.305
Por desmantelamiento o restauración	-	643.576
Total	**13.450.281**	**11.853.881**

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

b) El movimiento de las provisiones durante el periodo al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Total
Movimientos en Provisiones			
Saldo al 1 de enero de 2020	**11.210.305**	**643.576**	**11.853.881**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (*)	5.188.767	79.476	5.268.243
Provisión Utilizada	(620.359)	-	(620.359)
Reversión de Provisión No Utilizada (**)	(935.678)	-	(935.678)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	21.673	21.673
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios	(1.392.754)	(744.725)	(2.137.479)
Total Movimientos en Provisiones	**2.239.976**	**(643.576)**	**1.596.400**
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**13.450.281**	**-**	**13.450.281**

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Total
Movimientos en Provisiones			
Saldo al 1 de enero de 2019	**13.456.782**	**516.331**	**13.973.113**
Provisiones Adicionales	-	104.350	104.350
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (*)	2.396.897	-	2.396.897
Provisión Utilizada	(3.768.171)	-	(3.768.171)
Reverso de Provisión No Utilizada (**)	(875.203)	-	(875.203)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	22.895	22.895
Total Movimientos en Provisiones	**(2.246.477)**	**127.245**	**(2.119.232)**
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**11.210.305**	**643.576**	**11.853.881**

(*) Esta cifra contiene básicamente provisiones por multas emitidas por la SEC, mayor detalle (ver Nota 35.b.).
(**) Corresponde a reversos de provisiones por litigios.

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

23.1. Aspectos generales

El Grupo Enel Distribución Chile otorga diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la Nota N°3.j.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

Beneficios de prestación definida:

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

Indemnizaciones por años de servicios: El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un periodo mínimo de 5 años.

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

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

23.2. 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:

	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Indemnización por años de servicios	14.049.433	14.171.352
Pensión Complementaria	12.104.189	11.775.579
Planes de Salud	1.400.842	1.356.765
Planes Suministro de Energía	3.452.720	2.497.625
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**31.007.184**	**29.801.321**

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 N° 2.3 y 33.1.b).

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

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	
Saldo al 1 de enero de 2019	**27.503.399**
Costo del servicio corriente	543.761
Costo por intereses	1.226.615
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	2.633.648
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(58.330)
Contribuciones pagadas	(2.031.646)
Transferencias del personal	(16.126)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**29.801.321**
Costo del servicio corriente	597.032
Costo por intereses	963.737
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	2.123.214
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	964.076
Contribuciones pagadas	(1.633.393)
Transferencias del personal	(77.740)
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios	(1.731.063)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**31.007.184**

c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales de las operaciones al 31 de diciembre de 2020 y 2019 son los siguientes:

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	597.032	543.761
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	963.737	1.226.615
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	**1.560.769**	**1.770.376**
Ganancias (pérdidas) actuarial neta plan de beneficios definidos	3.087.290	2.575.318
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**4.648.059**	**4.345.694**

23.3. 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	6,70%	4,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014

- **Sensibilización:**

Al 31 de diciembre 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$2.607.640 (M$2.498.276 al 31 de diciembre 2019) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M$2.680.802 (M$2.563.285 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 período 2020 ascienden a M$3.409.051

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Distribución Chile corresponde a 8,31 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	M$
1	3.409.051
2	2.634.026
3	2.443.601
4	2.601.884
5	2.453.442
6 a 10	9.976.426

24. OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS NO CORRIENTES

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

	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Aportes Financieros Reembolsables	1.177.968	1.302.759
Total	**1.177.968**	1.302.759

25. PATRIMONIO

25.1. Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo

25.1.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 el capital social de Enel Distribución Chile S.A. asciende a la suma de M$230.137.980 y está representado por 1.150.742.161 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile y Bolsa Electrónica de Chile.

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

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

El Grupo durante el periodo terminado al 31 de diciembre de 2020 y 2019, no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

25.1.2. Dividendos

En Sesión de Directorio de fecha 29 de noviembre de 2018, se acordó distribuir a contar del 25 de enero de 2019, un dividendo provisorio de $10,73794 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2018.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2019, se acordó distribuir a contar del 17 de mayo de 2019, un dividendo definitivo de $21,16692 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2018.

En Sesión de Directorio de fecha 26 de noviembre de 2019, se acordó distribuir a contar del 24 de enero de 2020, un dividendo provisorio de $11,2183765447 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2019.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2020, se acordó distribuir a contar del 27 de mayo de 2020, un dividendo definitivo de $19,74691039 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2019.

En Sesión del Directorio celebrada el día 26 de noviembre de 2020, se acordó distribuir a contar del día 18 de diciembre de 2020, un dividendo Provisorio de $7,32491806129279 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2020.

El detalle de los Dividendos pagados es el siguiente:

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de Pago	Pagos por Acción	Imputado al Ejercicio
38	Provisorio	24-01-2020	11,21838	2019
39	Definitivo	27-05-2020	19,74690	2019
40	Provisorio	18-12-2020	7,32492	2020

25.2. Restricción a la disposición de fondos de las Subsidiarias

Al 31 de diciembre de 2020, no existen restricciones a la disposición de fondos de subsidiarias.

25.3. Gestión del capital

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

25.4. Otras Reservas

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

Detalle de otras reservas	01/01/2020	Movimiento 2020	al 31.12.2020
Diferencias de cambio por conversión	-	-	-
Coberturas de flujo de caja	671.698	(706.428)	(34.730)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	8.583	(8.583)	-
Otras reservas varias (*)	(318.805.966)	1.922	(318.804.044)
TOTAL	**(318.125.685)**	**(713.089)**	**(318.838.774)**

Detalle de otras reservas	01/01/2019	Movimiento 2019	al 31.12.2019
Diferencias de cambio por conversión	-	-	-
Coberturas de flujo de caja	2.915.057	(2.243.359)	671.698
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	11.261	(2.678)	8.583
Otras reservas varias	(319.587.445)	781.479	(318.805.966)
TOTAL	**(316.661.127)**	**(1.464.558)**	**(318.125.685)**

(*) A continuación se presenta el desglose de otras reservas varias:

Otras reservas varias	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Reserva por reestructuración societaria ("Spin-off") (1)	(286.345.743)	(286.345.743)
Reservas APV transición a NIIF (2)	(34.796.590)	(34.796.590)
Otras reservas varias (vii)	2.338.289	2.336.367
Saldo Final	**(318.804.044)**	**(318.805.966)**

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

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

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

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

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

- **Reservas de cobertura:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Nota N°3.f.5).

- **Otras reservas varias en el patrimonio:** Los saldos incluidos en este rubro corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:

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

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

25.5. Participaciones no controladoras

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

26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle del rubro ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por el período terminado el 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Ventas de energía	**1.270.159.653**	**1.318.386.716**
Venta de electricidad Residencial	608.714.329	552.124.205
Venta de electricidad Comercial	366.874.872	450.108.855
Venta de electricidad Industrial	168.931.181	181.595.960
Otros Consumidores (*)	125.639.271	134.557.696
Otras ventas	**6.601.069**	**9.365.186**
Ventas de productos y servicios	6.601.069	9.365.186
Otras prestaciones de servicios	**99.664.711**	**80.836.140**
Peajes y transmisión	40.530.528	29.107.921
Arriendo equipos de medida	3.387.302	2.131.427
Servicios de construcción de empalmes	16.649.773	16.497.051
Instalaciones especificas y redes	12.912.889	7.455.200
Alumbrado público	11.012.600	11.262.419
Otras prestaciones	15.171.618	14.382.122
Total Ingresos de actividades ordinarias	**1.376.425.433**	**1.408.588.042**

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	3.084.840	2.746.764
Cancelacion fuera de plazo de facturación	456.781	485.684
Recuperación deuda castigada	61.081	209.740
Ingreso por multas a proveedores	470.372	417.542
Otros Ingresos	1.569.711	423.965
Total Otros ingresos	**5.642.785**	**4.283.695**

(*) Incluye peaje de clientes libres por contratos de Energía no suministrado por Enel Distribución Chile, por M$16.766.432 al 31 de diciembre de 2020 y M$14.325.566 al 31 de diciembre de 2019.

27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

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

Materias primas y consumibles utilizados	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Compras de energía	(1.060.494.642)	(1.056.562.636)
Costo por transmisión de energía	(23.694.571)	(22.725.942)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(32.135.270)	(35.647.703)
Total materias primas y consumibles utilizados	**(1.116.324.483)**	**(1.114.936.281)**

28. 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 y 2019, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Sueldos y salarios	(32.810.405)	(29.793.729)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(597.032)	(543.761)
Seguridad social y otras cargas sociales	(3.741.799)	(3.637.721)
Otros gastos de personal	(347.494)	(852.983)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(37.496.730)**	**(34.828.194)**

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

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

	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Depreciaciones	**(38.486.158)**	**(36.183.960)**
Depreciacion PPE	(37.353.857)	(35.479.688)
Derechos de uso	(1.132.301)	(704.272)
Amortizacion	**(7.097.789)**	**(4.521.620)**
Subtotal	**(45.583.947)**	**(40.705.580)**
Perdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9 (*)	**(12.998.719)**	**(8.153.419)**
Total	**(58.582.666)**	**(48.858.999)**

(*) La variación se explica principalmente por los efectos no recurrentes provocados por la pandemia de COVID-19, ya que el grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo, han afectado las valoraciones y estimaciones realizadas por la Administración para determinar los importes en libros de activos y, en particular, afectando la medición de pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros, con una mayor volatilidad (ver Nota N°9.d).

30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

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

Otros gastos por naturaleza	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(39.410.434)	(32.217.018)
Gastos administrativos	(1.184.908)	(1.229.849)
Reparaciones y conservación	(23.950.004)	(23.566.400)
Indemnizaciones y multas	(59.232)	(40.308)
Tributos y tasas	(1.313.799)	(1.132.606)
Primas de seguros	(1.222.359)	(817.697)
Arrendamientos y cánones	(2.354.513)	(2.142.729)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(539.788)	(731.283)
Castigo de propiedades, planta y equipo (*)	(1.867.871)	(2.673.246)
Gastos de viajes	(225.942)	(758.216)
Gastos de medioambiente	(4.298.937)	(3.789.739)
Otros suministros y servicios	(3.152.772)	(1.579.149)
Total Otros gastos por naturaleza	**(79.580.559)**	**(70.678.240)**

31. RESULTADO FINANCIERO

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

Ingresos financieros	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019
Efectivo y otros medios equivalentes	1.562.194	1.456.253
Ingresos financieros empresas relacionadas	34.029	5.701.616
Ingresos cobrados a clientes en cuentas de energía y facturaciones	12.477.393	8.345.509
Intereses precio de estabilización a clientes regulados (PEC) (*)	8.643.592	7.239.309
Total Ingresos Financieros	**22.717.208**	**22.742.687**

	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Costos Financieros	**(17.696.544)**	**(19.061.123)**
Préstamos bancarios	(33.244)	(40.508)
Provisiones Financieras	(21.673)	(22.895)
Gasto por beneficio post empleo	(963.737)	(1.226.615)
Gastos financieros empresas relacionadas	(5.605.255)	(4.977.518)
Gasto financiero empresas relacionadas (PEC) (*)	(4.151.834)	(1.488.322)
Costos financieros de estabilización a clientes regulados (PEC) (*)	(4.491.758)	(10.917.039)
Actualización convenio cartera de cuentas por cobrar	(1.287.153)	-
Costo por factorización	(533.615)	-
Otros costos financieros	(608.275)	(388.226)
Resultado por unidades de reajuste	**1.124.304**	**1.843.435**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**(215.910)**	**(292.873)**
Total Costos Financieros	**(16.788.150)**	**(17.510.561)**
Total Resultado Financiero	**5.929.058**	**5.232.126**

(*) Corresponde 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 21.185 (ver Nota N°9).

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

Resultado por Unidades de Reajuste	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	462.433	1.410.408
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	250.812	565.594
Propiedades, planta y equipo	-	203.445
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	607.595	(364.906)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	884	26.392
Otras provisiones	(196.777)	2.502
Otros pasivos no financieros	(643)	-
Sub total resultado por unidad de reajuste	**1.124.304**	**1.843.435**

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019
Efectivo y equivalentes al efectivo	(250.244)	453.430
Activos y pasivos por impuestos corrientes	-	271.919
Cuenta por cobrar empresas relacionadas	(421.096)	2.726.208
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corriente	508.687	(3.454.441)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar No corriente (PEC)	(20.369.405)	-
Otras cuentas por pagar no corriente (PEC)	11.234.506	-
Cuentas por pagar a empresas relacionadas (PEC)	9.134.899	-
Otros pasivos no financieros	(53.257)	(289.989)
Total Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**(215.910)**	**(292.873)**

(*) Corresponde a diferencia de cambio por dolarización de cuentas comerciales por cobrar y pagar originadas por mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifa, según lo establecido en la Ley 21.185 (ver Nota N°8).

32. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados consolidados correspondientes, entre el 1 de enero al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(22.805.713)	(37.361.599)
Ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	810.836	(898.337)
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	(261.282)	-
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(98.646)	(1.359.314)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(22.354.805)**	**(39.619.250)**
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(1.066.412)	870.695
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**(1.066.412)**	**870.695**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	**(23.421.217)**	**(38.748.555)**

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	**Tasa**	**al 31.12.2020**	**Tasa**	**al 31.12.2019**
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**105.828.440**		**157.525.602**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**27,00%**	(28.573.678)	**(27,00%)**	(42.531.911)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero		-		-
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	(0,06%)	59.732	0,65%	1.020.448
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	1,64%	(1.737.783)	(1,15%)	(1.816.034)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores	(0,77%)	810.837	(0,57%)	(898.337)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(5,69%)	6.019.675	3,48%	5.477.279
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	**(4,87%)**	**5.152.461**	**2,40%**	**3.783.356**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**22,13%**	**(23.421.217)**	**(24,60%)**	**(38.748.555)**
Conciliación de la Tasa Impositiva Legal con la Tasa Impositiva Efectiva		-22,13%		-24,60%

	al 31.12.2020	**al 31.12.2019**
Tasa Impositiva Legal	**-27,0%**	-27,0%
Efecto en Tasa Impositiva de Ingresos Ordinarios No Imponibles	0,06%	0,65%
Efecto en Tasa Impositiva de Gastos No Deducibles	-1,64%	-1,15%
Efecto de la tasa impositiva de ajuste a impuestos corrientes de periodos anteriores	0,77%	-0,58%
Corrección monetari tributaria (inversiones y patrimonio)	5,69%	3,48%
Total Ajustes a la Tasa Impositiva Legal	**4,87%**	**2,40%**
Tasa Impositiva Efectiva	**-22,13%**	**-24,60%**

33. GARANTÍAS OBTENIDAS DE TERCEROS Y OTROS COMPROMISOS

Al 31 de diciembre de 2020 Enel Distribución Chile S.A. tiene compromisos futuros de compra de energía por un importe de M$6.458.055 (M$7.647.064 al 31 de diciembre de 2019).

33.1. Litigios y arbitrajes

A la fecha de los estados financieros consolidados los litigios más relevantes de Enel Distribución Chile S.A. son los siguientes:

a) Juicios pendientes

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

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

1.- Demanda de indemnización de perjuicios interpuesta por 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.- 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.

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

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 UF 253.422.-, equivalente en pesos a la suma de $7.367.061.169.-. El 09 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.

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 (aprox. M$1.817.193), 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 ICA de Santiago tuvo presente el oficio emanado del TC y, en su mérito, suspendió el procedimiento, comunicándolo al TC mediante oficio emitido con fecha 28 de junio de 2019. Con fecha 7 de noviembre de 2019 el TC rechaza el Recurso de Inaplicabilidad por Inconstitucionalidad, reanudándose el procedimiento de Reclamación con fecha 22 de

noviembre de 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.

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 (aprox. 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 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 S.A. 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 de 2018 solicitamos al tribunal designar nuevo perito ingeniero civil eléctrico, el que fue nombrado en resolución de fecha 15 de marzo de 2019 y notificado el 3 de julio pasado; aceptando el encargo y proponiendo honorarios el 16 de agosto de 2019, a lo cual el tribunal dio traslado, el que evacuamos con fecha 5 de septiembre pasado, 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 05 de febrero de 2020 solicitamos acumulación de autos con la causa IC 339-2018, ventilada también en la ICA de Santiago entre las mismas partes, donde la SEC nos multó por 10.000 UTM, respecto a hechos ocurridos también en el temporal de viento y nieve de julio del año 2017. El 6 de febrero de 2019, la ICA 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 ICA no da lugar a la solicitud de acumulación y el 21 de febrero de 2020, repusimos respecto a la misma. Al respecto, la ICA 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 "téngase presente", señalamos a la ICA 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 deposito 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.

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 (aprox. 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 S.A. 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 perito, atendida la no comparecencia de la contraria a la audiencia de rigor. El 7 de marzo de 2019 fue designado el 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 06 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 18.04.2020 el perito designado evacuó el informe, el que se tuvo por acompañado con fecha 26.05.2020, fecha en la cual también se reanudó el procedimiento y se solicitó al secretario certificar si el periodo de prueba se encontraba vencido. El 02.06.2020 se certifica esto último, quedando en estado de relación la causa. El 24.06.2020 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.

8.- Mediante Resolución Exenta N°24.246 de fecha 13 de junio de 2018 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 2.000 UTM (aprox. 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 ICA 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. El 29 de octubre de 2019 se oyeron alegatos. Con fecha 6 de diciembre de 2019 la ICA de Santiago dictó fallo, rechazando el Recurso de Reclamación interpuesto. Respecto del mismo, el 18 de diciembre 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 25.05.20 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.

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 (aprox. 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 balo el I.C N° 142-2020, el que fue proveído con fecha 21.04.2020, pidiendo informe a la SEC, quien lo evacuó con fecha 28.04.2020. La causa quedó en estado de relación con fecha 04.05.2020, 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. Subiendo a la CS con fecha 8 de septiembre de 2020 bajo el rol 119225-2020, estando en relación desde el 24 de septiembre de 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.

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 (aprox. 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. 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.

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 (aprox. 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°32760. 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 día 10 de septiembre se subió una escrito dando cuenta que no se pudo realizar la consignación judicial dado el problema informático del Banco estado, acompañando certificado de Banco Estado 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.

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 (aprox. M$510.290), por estimar que Enel Distribución Chile S.A. efectuó la operación de las instalaciones de su propiedad con infracción a la normativa eléctrica vigente, al no mantener en buen estado sus instalaciones 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°33230 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 524-2020, 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 24.09.20, por lo que pidió que cumpliéramos lo ordenado respecto a establecer la fecha cierta de la notificación de la resolución N°33230. Cumpliéndose lo ordenado con fecha 14 de octubre de 2020, la corte determinó con fecha 29 de octubre de 2020 que la reclamación era extemporánea por lo que la declaró inadmisible. 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 dictó 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.

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 1000 UTM (aprox. 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° 33404 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.

14.- Mediante Res 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 (aprox. 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$10.849.763 al 31 de diciembre de 2020. Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

b) 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, 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.

Recientemente, el pasado 5 de agosto fue promulgada la Ley N°21.249, que contempla medidas excepcionales en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En términos generales, plantea que, desde el 8 de agosto y por 90 días, las empresas proveedoras de servicios sanitarios, empresas y cooperativas de distribución de electricidad y las empresas de distribución de gas de red no podrán cortar el suministro por mora en el pago a los usuarios, clientes o beneficiarios: a) Usuarios residenciales o domiciliarios, b) Hospitales y centros de salud, c) Cárceles y recintos penitenciarios, d) Hogares de menores en riesgo social, abandono o compromiso delictual, e) Hogares y establecimientos de larga estadía de adultos mayores, f) Bomberos, y g) Organizaciones sin fines de lucro.

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 Nota 3.f.3 y Nota N°9.e).

34. DOTACIÓN

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

	al 31.12.2020			
País	**Gerentes y Ejecutivos Principales**	**Profesionales y Técnicos**	**Trabajadores y Otros**	**Total**
Chile	13	710	32	**755**
Total	**13**	**710**	**32**	**755**
Promedio	**13**	**717**	**32**	**762**

	al 31.12.2019			
País	**Gerentes y Ejecutivos Principales**	**Profesionales y Técnicos**	**Trabajadores y Otros**	**Total**
Chile	15	697	31	**743**
Total	**15**	**697**	**31**	**743**
Promedio	**14**	**694**	**31**	**739**

35. SANCIONES

A la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados las sanciones son las siguientes:

a. Directores o administradores

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los Directores o Administradores no han sido afectados por sanciones de ninguna naturaleza por parte de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, o de otras autoridades administrativas.

b. Enel Distribución Chile S.A. y Subsidiarias

A la fecha de presentación de los estados financieros consolidados las sanciones son las siguientes:

1.- 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 (aprox. 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).

2.- 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 (aprox. 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. En contra de dicha resolución Enel Distribución Chile presentó recurso de reposición (pendiente de resolución).

3.- 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 (aprox. M$1.122.638.0), 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$1.734.986 al 31 de diciembre de 2020. Si bien existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

36. MEDIO AMBIENTE

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

Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 31.12.2020 Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES AT	Consiste en la corta de ramas hasta llegar a las condiciones de seguridad a que debe ser dejado el follaje respecto a los conductores.	Terminado	305.701	-	305.701	-	31/12/2020	**305.701**
	Esta actividad contempla el mantenimiento de la franja de servidumbre de una línea de alta tensión entre 34,5 y 500 kV.	Terminado	303.873	-	303.873	-	31/12/2020	**303.873**
GESTIÓN DE RESPEL	Gestión retiro y tratamiento residuos peligrosos	Terminado	19.122		19.122		31/12/2020	**19.122**
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Poda de arboles en cercanías de la red de media y baja tensión	Terminado	3.296.066	-	3.296.066	-	31/12/2020	**3.296.066**
MEJORAS EN LA RED MT	Reemplazo trafos subterráneos por Norma Técnica (PCB)	Terminado	91353	91353			31/12/2020	**91.353**
REEMPL TRAFOS TRIFAS MEJ CALIDAD BT	Este proyecto corresponde a: - reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT - reemplazo de red concentrical por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT - reemplazo de transformadores con problemas de cargabilidad	Terminado	3.649.294	3.649.294			31/12/2020	**3.649.294**
GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	El servicio consiste en la mantencion de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de Enel. Mantenimiento arborización de SSEE y retiro de maleza, escombros y basura, perímetro exterior. Se realizó el retiro y traslado a botadero de material deshecho desde una Subestación. 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.	Terminado	340.704	-	340.704	-	31/12/2020	**340.704**
MANEJO AMBIENTAL	Manejo Ambiental de Reforestación en Parque Metropolitano.	Terminado	1375	-	1375	-	31/12/2020	**1.375**
PROYECTO NORMALIZACIÓN SEC (CAPEX)	Proyecto Interacción de Redes Subterráneas entre Enel y Metrogas	Terminado	1774.156	1774.156	-	-	31/12/2020	**1.774.156**
ANÁLISIS DE ACEITE A TD DE PODER (OPEX)	Considera análisis de cromatrografía, furanos y análisis físico químico.	Terminado	32.096	-	32.096	-	31/12/2020	**32.096**
			9.813.740	**5.514.803**	**4.298.937**	**-**	**-**	**9.813.740**

Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 31.12.2019 Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES AT	Consiste en la corta de ramas hasta llegar a las condiciones de seguridad a que debe ser dejado el follaje respecto a los conductores.	Terminado	2.600	-	2.600	-	31/12/2019	**2.600**
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/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**
GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	El servicio consiste en la mantencion de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de Enel. Mantenimiento arborización de SSEE y retiro de maleza, escombros y basura, perímetro exterior.	Terminado	64.737	-	64.737	-	31/12/2019	**64.737**
GESTIÓN DE RESPEL	Gestión retiro y tratamiento residuos peligrosos	Terminado	103.847	-	103.847	-	31/12/2019	**103.847**
MEJORAS EN LA RED MT	Reemplazo de red desnuda MT por cable protegido	En proceso	170.077	170.077		-	31/12/2019	**170.077**
CAMBIO DE RED TRAD X CALPE	Reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	1476.780	1476.780		-	31/12/2019	**1.476.780**
REEMPLAZO TD DAE CONCENTRICA X TD. TRIF. RED CALPE	Reemplazo de red concentrical por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	492.260	492.260	492.260	-	31/12/2019	**492.260**
REEMPL TRAFOS TRIFAS MEJ CALIDAD BT	Reemplazo de transformadores con problemas de cargabilidad	En proceso	1168.342	1168.342	1168.342	-	31/12/2019	**1.168.342**
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES AT	Esta actividad contempla el mantenimiento de la franja de servidumbre de una línea de alta tensión entre 34,5 y 500 kV.	Terminado	67.291	-	67.291	-	31/12/2019	**67.291**
GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	El servicio consiste en el desmalezado y control de malezas en recintos de subestaciones de poder eléctricas con el objetivo de mantener libre de malezas los recintos asegurando una buena operación de estas instalaciones.	Terminado	19.706	-	19.706	-	31/12/2019	**19.706**
MANEJO AMBIENTAL	Manejo Ambiental de Reforestación en Parque Metropolitano.	Terminado	2.337	-	2.337	-	31/12/2019	**2.337**
GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	Se realizó el retiro y traslado a botadero de material deshecho desde una Subestación.	Terminado	21719	-	21719	-	31/12/2019	**21719**
			7.097.198	**3.307.459**	**5.450.341**	**-**	-	**7.097.198**

37. ESTADOS FINANCIEROS DE LAS SOCIEDADES SUBSIDIARIAS

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

CONSOLIDADO RESUMIDO DEL GRUPO ENEL DISTRIBUCION CHILE DESGLOSADA POR SUBSIDIARIA

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
EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA LTDA.	Individual	4.571.108	10.941.315	15.512.423	3.130.612	169.614	12.212.197	15.512.423	12.214.739	(9.253.940)	2.960.799	1.775.426	563.150	278.359	841.509	(125.864)	715.645	(718)	714.927
EMPRESA DE TRANSMISIÓN CHENA S.A.	Individual	1.997.791	206.797	2.204.588	338.100	-	1.866.488	2.204.588	1.109.431	(334.022)	775.409	624.239	608.124	7.619	615.743	(155.008)	460.735		460.735

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
EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA LTDA.	Individual	4.225.845	8.793.050	13.018.895	2.581.925	148.209	10.289.761	13.019.895	10.435.524	(7.771.925)	2.663.599	1.515.982	455.517	453.329	908.846	(272.387)	636.459	(1.710)	634.749
LUS ANDES LTDA	Individual	4.653.731	784.633	5.438.364	459.444	195.790	4.783.130	5.438.364	1.492.420	(1.003.470)	488.950	111.436	(115.377)	201.784	86.407	17.622	104.029	273	104.302
EMPRESA DE TRANSMISIÓN CHENA S.A.	Individual	871.641	235.658	1.107.299	163.822	-	943.477	1.107.299	694.492	(21.422)	673.070	526.335	510.220	14.805	525.025	(137.842)	387.183		387.183

38. HECHOS POSTERIORES

No se tiene conocimiento de hechos ocurridos con posterioridad al cierre de estos estados financieros consolidados que pudieran afectarlos significativamente en su presentación.

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

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

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 31.12.2020			Participación al 31.12.2019			Domicilio social	Actividad
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
76.722.488-5	Empresa de Transmisión Chena S.A.	Chile	Peso Chileno	99,90000%	0,1000%	100,00%	99,9000%	0,1000%	100,00%	Santiago de Chile (Chile)	Transmición de energía eléctrica
96.783.910-8	Enel Colina S.A.(i)	Chile	Peso Chileno	99,99980%	0,0002%	100,00%	99,9998%	0,0002%	100,00%	Santiago de Chile (Chile)	Transporte, Distribución y Venta de energía y Combustibles
96.800.460-3	Luz Andes Ltda. (ii)	Chile	Peso Chileno	-	-	-	99,9000%	0,0000%	99,90%	Santiago de Chile (Chile)	Transporte, Distribución y Venta de energía y Combustibles

ANEXO N°3 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 3 DE FEBRERO DE 2012

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

a) Estratificación de la cartera

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

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2020											
	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
Cuentas comerciales por cobrar bruto	139.232.461	18.519.708	10.322.438	5.736.330	6.467.797	7.043.161	6.611.032	3.231.944	2.995.183	56.924.366	257.084.420	212.950.441
Provisión de deterioro	(3.645.862)	(272.817)	(955.340)	(966.583)	(2.003.962)	(2.680.972)	(3.208.635)	(2.188.763)	(2.215.283)	(25.088.859)	(43.227.076)	
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	8.469.703	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.469.703	62.021.603
Provisión de deterioro	(4.483.275)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.483.275)	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	17.424.097	-	-	-	-	-	-	-	-	10.518.967	27.943.064	1.720.947
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.518.967)	(10.518.967)	
Total	**156.997.124**	**18.246.891**	**9.367.098**	**4.769.747**	**4.463.835**	**4.362.189**	**3.402.397**	**1.043.181**	**779.900**	**31.835.507**	**235.267.869**	**276.692.991**

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2019											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	187.486.233	29.138.677	7.473.462	3.894.100	2.424.455	2.611.312	1.965.751	2.401.571	1.847.382	39.576.368	278.819.311	105.553.685
Provisión de deterioro	(2.890.639)	(340.443)	(443.137)	(566.626)	(636.968)	(844.355)	(776.990)	(1.410.340)	(1.090.539)	(31.140.333)	(40.140.370)	-
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	6.645.080	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.645.080	51.034.618
Provisión de deterioro	(1.970.570)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.970.570)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	17.486.959	-	-	-	-	-	-	-	-	9.883.938	27.370.897	463.630
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.883.938)	(9.883.938)	-
Total	**206.757.063**	**28.798.234**	**7.030.325**	**3.327.474**	**1.787.487**	**1.766.957**	**1.188.761**	**991.231**	**756.843**	**8.436.035**	**260.840.410**	**157.051.933**

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	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	1.325.311	121.081.354	52.534	231.101.548	1.377.845	352.182.902	1.339.346	176.960.029	36.952	116.079.889	1.376.298	293.039.918
Entre 1 y 30 días	394.591	16.946.714	20.715	1.572.994	415.306	18.519.708	432.977	27.549.976	21.280	1.588.701	454.257	29.138.677
Entre 31 y 60 días	79.809	7.754.557	6.815	2.567.881	86.624	10.322.438	106.298	7.174.754	8.018	298.708	114.316	7.473.462
Entre 61 y 90 días	33.638	5.228.946	3.116	507.384	36.754	5.736.330	17.219	3.557.162	2.080	336.938	19.299	3.894.100
Entre 91 y 120 días	20.421	6.330.073	2.021	137.724	22.442	6.467.797	10.895	2.279.619	1.661	144.836	12.556	2.424.455
Entre 121 y 150 días	14.422	5.894.280	1.478	1.148.881	15.900	7.043.161	5.665	2.367.712	1.256	243.600	6.921	2.611.312
Entre 151 y 180 días	13.905	5.208.074	1.393	1.402.958	15.298	6.611.032	3.692	1.791.705	544	174.046	4.236	1.965.751
Entre 181 y 210 días	9.850	2.988.585	1.311	243.359	11.161	3.231.944	3.434	2.306.203	377	95.368	3.811	2.401.571
Entre 211 y 250 días	8.768	2.769.781	1.526	225.402	10.294	2.995.183	2.517	1.757.727	342	89.655	2.859	1.847.382
Superior a 251 días	49.335	56.193.654	15.224	730.712	64.559	56.924.366	113.173	38.871.294	6.517	705.074	119.690	39.576.368
Total	**1.950.050**	**230.396.018**	**106.133**	**239.638.843**	**2.056.183**	**470.034.861**	**2.035.216**	**264.616.181**	**79.027**	**119.756.815**	**2.114.243**	**384.372.996**

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

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

Provisiones y castigos	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Provisión cartera no repactada	10.299.004	**2.509.554**
Provisión cartera repactada	2.699.715	**5.643.865**
Total	**12.998.719**	**8.153.419**

d) Número y monto de operaciones.

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	82.099	72.489	52.762	88.270
Monto de las operaciones	17.948.078	12.998.719	2.288.740	8.153.419

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

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

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

ACTIVOS	al 31.12.2020					
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Real brasileño	Total
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	2.257.976	259.173	2.873	-	**2.520.022**
Otros activos financieros corrientes	-	-	29.977	-	-	**29.977**
Otros activos no financieros corrientes	-	2.830.106	-	-	-	**2.830.106**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.576.601	233.630.101	61.167	-	-	**235.267.869**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	1.515.235	772.999	403.140	-	**2.691.374**
Inventarios corrientes	-	2.945.240	-	-	-	**2.945.240**
Activos por impuestos corrientes	-	8.659.861	-	-	-	**8.659.861**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	55.858	323.157.832	-	-	-	**323.213.690**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	**1.632.459**	**574.996.351**	**1.123.316**	**406.013**	**-**	**578.158.139**
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros no corrientes	-	-	4	-	-	**4**
Otros activos no financieros no corrientes	-	2.791.875	-	-	-	**2.791.875**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8.164.461	61.911.598	206.616.932	-	-	**276.692.991**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	46.949.966	-	-	-	**46.949.966**
Plusvalía	-	2.240.478	-	-	-	**2.240.478**
Propiedades, Planta y Equipo	1	739.268.994	-	-	-	**739.268.995**
Activos por derecho de uso	-	4.056.270	-	-	-	**4.056.270**
Activos por impuestos diferidos	-	1.048.680	-	-	-	**1.048.680**
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**8.164.462**	**858.267.861**	**206.616.936**	**-**	**-**	**1.073.049.259**
TOTAL ACTIVOS	**9.796.921**	**1.433.264.212**	**207.740.252**	**406.013**	**-**	**1.651.207.398**

ACTIVOS	al 31.12.2019					
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Real brasileño	Total
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	2.207.689	40.930	82.746	-	**2.331.365**
Otros activos financieros corrientes	-	64.220	-	-	-	**64.220**
Otros activos no financieros corrientes	-	8.868.077	-	-	-	**8.868.077**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	260.840.410	-	-	-	**260.840.410**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	9.366.669	-	282.872	465.970	**10.115.511**
Inventarios corrientes	-	3.150.943	-	-	-	**3.150.943**
Activos por impuestos corrientes	-	4.023.407	-	-	-	**4.023.407**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	-	**288.521.415**	**40.930**	**365.618**	**465.970**	**289.393.933**
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros no corrientes	-	22.741	-	-	-	**22.741**
Otros activos no financieros no corrientes	-	2.576.585	-	-	-	**2.576.585**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	56.593.157	100.458.776	-	-	**157.051.933**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	51.360.795	-	-	-	**51.360.795**
Plusvalía	-	2.240.478	-	-	-	**2.240.478**
Propiedades, Planta y Equipo	-	957.752.454	-	-	-	**957.752.454**
Activos por derecho de uso	-	3.640.103	-	-	-	**3.640.103**
Activos por impuestos diferidos	-	905.873	-	-	-	**905.873**
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	-	**1.075.092.186**	**100.458.776**	-	**-**	**1.175.550.962**
TOTAL ACTIVOS	-	**1.363.613.601**	**100.499.706**	**365.618**	**465.970**	**1.464.944.895**

PASIVOS	al 31.12.2020								
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Euro	Dólar Estadounidense	Unidad de Fomento	Pesos Chilenos	Dólar Estadounidense	Euro	Total
	Hasta 90 dias				91 dias a 1 año				
PASIVOS CORRIENTES									
Otros pasivos financieros corrientes	-	2	-	70.551	-	-	7.001	-	**77.554**
Pasivos por arrendamientos corrientes	365.331	60.000	-	-	753.271	-	200.453	-	**1.379.055**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	182.143.991	-	-	-	-	-	-	**182.143.991**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	46.428.066	-	-	-	30.886.443	-	15.289.166	**92.603.675**
Pasivos por impuestos corrientes	-	40.871	-	-	-	-	-	-	**40.871**
Otros pasivos no financieros corrientes	-	23.861.340	-	-	-	-	-	-	**23.861.340**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	94.878.049	-	-	-	-	-	-	**94.878.049**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	**365.331**	**347.412.319**	**-**	**70.551**	**753.271**	**30.886.443**	**207.454**	**15.289.166**	**394.984.535**
	de 13 meses a 5 años				Mas de 5 años				
PASIVOS NO CORRIENTES									
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	4	-	-	-	-	**4**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	1.807.637	53.223	-	244.795	104.760	-	624.826	-	**2.835.241**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	27.172	-	112.895.627	-	-	-	-	**112.922.799**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	93.369.167	-	93.291.298	-	-	-	-	**186.660.465**
Otras provisiones no corrientes	-	13.450.281	-	-	-	-	-	-	**13.450.281**
Pasivo por impuestos diferidos	-	7.523.847	-	-	-	-	-	-	**7.523.847**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	31.007.184	-	-	-	-	-	-	**31.007.184**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	1.177.968	-	-	-	-	-	-	**1.177.968**
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**1.807.637**	**146.608.842**	**-**	**206.431.724**	**104.760**	**-**	**624.826**	**-**	**355.577.789**
TOTAL PASIVOS	**2.172.968**	**494.021.161**	**-**	**206.502.275**	**858.031**	**30.886.443**	**832.280**	**15.289.166**	**750.562.324**

PASIVOS	al 31.12.2019								
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Euro	Dólar Estadounidense	Unidad de Fomento	Pesos Chilenos	Dólar Estadounidense	Euro	Total
	Hasta 90 dias				91 dias a 1 año				
PASIVOS CORRIENTES									
Otros pasivos financieros corrientes	-	1	-	-	-	-	-	-	**1**
Pasivos por arrendamientos corrientes	118.336	20.000	-	164.532	250.219	-	185.695	-	**738.782**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	200.266.329	-	-	-	206.609	-	-	**200.472.938**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	48.800.454	6.427.493	-	-	31.287.443	-	991.923	**87.507.313**
Pasivos por impuestos corrientes	-	34.718	-	-	-	-	-	-	**34.718**
Otros pasivos no financieros corrientes	-	28.494.456	-	-	-	-	-	-	**28.494.456**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	**118.336**	**277.615.958**	**6.427.493**	**164.532**	**250.219**	**31.494.052**	**185.695**	**991.923**	**317.248.208**
	de 13 meses a 5 años				Más de 5 años				
PASIVOS NO CORRIENTES									
Pasivos por arrendamientos no corrientes	747.504	68.922	-	498.137	202.213	-	1.476.550	-	**2.993.326**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	27.172	-	53.941.373	-	-	-	-	**53.968.545**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	135.514.031	-	-	-	-	46.517.373	-	**182.031.404**
Otras provisiones no corrientes	-	11.853.881	-	-	-	-	-	-	**11.853.881**
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	-	-	-	19.818.625	-	-	**19.818.625**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	29.801.321	-	-	-	-	-	-	**29.801.321**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	414.145	-	-	-	888.614	-	-	**1.302.759**
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**747.504**	**177.679.472**	**-**	**54.439.510**	**202.213**	**20.707.239**	**47.993.923**	**-**	**301.769.861**
TOTAL PASIVOS	**865.840**	**455.295.430**	**6.427.493**	**54.604.042**	**452.432**	**52.201.291**	**48.179.618**	**991.923**	**619.018.069**

ANEXO N°5 DEUDORES COMERCIALES

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

La composición de los Deudores Comerciales al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Deudores comerciales	al 31.12.2020												
	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	Total Corriente	Total No Corriente
Deudores Comerciales	**139.232.461**	**18.519.708**	**10.322.438**	**5.736.330**	**6.467.797**	**7.043.161**	**6.611.032**	**3.231.944**	**2.995.183**	**12.609.356**	**44.315.010**	**257.084.420**	**212.950.441**
- Clientes Masivos	70.859.294	10.122.387	5.121.400	4.123.614	3.913.750	4.238.946	3.961.052	1.929.715	2.719.368	8.016.198	29.928.504	**144.934.228**	**208.992.297**
- 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	(3.645.862)	(272.817)	(955.340)	(966.583)	(2.003.962)	(2.680.972)	(3.208.635)	(2.188.763)	(2.215.283)	(8.705.799)	(16.383.060)	**(43.227.076)**	**-**
Total	**135.586.599**	**18.246.891**	**9.367.098**	**4.769.747**	**4.463.835**	**4.362.189**	**3.402.397**	**1.043.181**	**779.900**	**3.903.557**	**27.931.950**	**213.857.344**	**212.950.441**
Servicios no facturados	123.691.814	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**123.691.814**	**206.186.925**
Servicios facturados	15.540.647	18.519.708	10.322.438	5.736.330	6.467.797	7.043.161	6.611.032	3.231.944	2.995.183	12.609.356	44.315.010	**133.392.606**	**6.763.516**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**139.232.461**	**18.519.708**	**10.322.438**	**5.736.330**	**6.467.797**	**7.043.161**	**6.611.032**	**3.231.944**	**2.995.183**	**12.609.356**	**44.315.010**	**257.084.420**	**212.950.441**
Total Provisión Deterioro	**(3.645.862)**	**(272.817)**	**(955.340)**	**(966.583)**	**(2.003.962)**	**(2.680.972)**	**(3.208.635)**	**(2.188.763)**	**(2.215.283)**	**(8.705.799)**	**(16.383.060)**	**(43.227.076)**	**-**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**135.586.599**	**18.246.891**	**9.367.098**	**4.769.747**	**4.463.835**	**4.362.189**	**3.402.397**	**1.043.181**	**779.900**	**3.903.557**	**27.931.950**	**213.857.344**	**212.950.441**

Deudores comerciales	al 31.12.2019												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad Mayor a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
Deudores Comerciales	**187.486.233**	**29.138.677**	**7.473.462**	**3.894.100**	**2.424.455**	**2.611.312**	**1.965.751**	**2.401.571**	**1.847.382**	**3.569.418**	**36.006.950**	**278.819.311**	**105.553.685**
- Clientes Masivos	137.604.671	20.652.351	4.823.523	1.789.580	1.503.456	1.357.450	972.705	844.931	719.328	2.031.114	24.433.031	**196.732.140**	**103.258.100**
- 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	**58.425.283**	**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	2.313.862	5.789.702	**23.661.888**	**2.288.499**
Provisión Deterioro	(2.890.639)	(340.443)	(443.137)	(566.626)	(636.968)	(844.355)	(776.990)	(1.410.340)	(1.090.539)	(2.463.878)	(28.676.455)	**(40.140.370)**	**-**
Total	**184.595.594**	**28.798.234**	**7.030.325**	**3.327.474**	**1.787.487**	**1.766.957**	**1.188.761**	**991.231**	**756.843**	**1.105.540**	**7.330.495**	**238.678.941**	**105.553.685**
Servicios no facturados	140.537.114	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**140.537.114**	**100.458.746**
Servicios facturados	46.949.119	29.138.677	7.473.462	3.894.100	2.424.455	2.611.312	1.965.751	2.401.571	1.847.382	3.569.418	36.006.950	**138.282.197**	**5.094.939**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**187.486.233**	**29.138.677**	**7.473.462**	**3.894.100**	**2.424.455**	**2.611.312**	**1.965.751**	**2.401.571**	**1.847.382**	**3.569.418**	**36.006.950**	**278.819.311**	**105.553.685**
Total Provisión Deterioro	**(2.890.639)**	**(340.443)**	**(443.137)**	**(566.626)**	**(636.968)**	**(844.355)**	**(776.990)**	**(1.410.340)**	**(1.090.539)**	**(2.463.878)**	**(28.676.455)**	**(40.140.370)**	**-**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**184.595.594**	**28.798.234**	**7.030.325**	**3.327.474**	**1.787.487**	**1.766.957**	**1.188.761**	**991.231**	**756.843**	**1.105.540**	**7.330.495**	**238.678.941**	**105.553.685**

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

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Tipos de cartera	al 31.12.2020											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**120.814.475**	**16.946.714**	**7.754.557**	**5.228.946**	**6.330.073**	**5.894.280**	**5.208.074**	**2.988.585**	**2.769.781**	**56.193.654**	**230.129.139**	**266.879**
- Clientes Masivos	56.617.239	8.964.793	4.568.283	3.664.334	3.796.506	3.887.728	3.502.380	1686.370	2.512.987	37.216.455	126.417.075	43.372
- Grandes Clientes	61579.935	6.530.802	1801692	772.761	1855.461	1031268	358.060	(17.541)	(35.811)	6.962.044	80.838.671	223.507
- Clientes Institucionales	2.617.301	1451.119	1384.582	791851	678.106	975.284	1347.634	1319.756	292.605	12.015.155	22.873.393	-
número de Clientes no repactados	1325.254	394.591	79.809	33.638	20.421	14.422	13.905	9.850	8.768	49.335	1949.993	57
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	1157.595	553.116	459.280	117.244	351218	458.673	243.345	206.381	728.248	18.517.155	208.948.925
- Grandes Clientes	1478.845	189.449	105.946	45.027	20.480	-	-	-	19.021	-	1858.768	584.054
- Clientes Institucionales	2.697.086	225.950	1908.819	3.077	-	797.663	944.285	14	-	2.464	6.579.358	3.150.583
número de Clientes repactados	38.069	20.715	6.815	3.116	2.021	1478	1393	1311	1526	15.224	91668	14.465
Total cartera bruta	**139.232.461**	**18.519.708**	**10.322.438**	**5.736.330**	**6.467.797**	**7.043.161**	**6.611.032**	**3.231944**	**2.995.183**	**56.924.366**	**257.084.420**	**212.950.441**

Tipos de cartera	al 31.12.2019											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**176.883.983**	**27.549.976**	**7.174.754**	**3.557.162**	**2.279.619**	**2.367.712**	**1791.705**	**2.306.203**	**1.757.727**	**38.871.294**	**264.540.135**	**76.046**
- Clientes Masivos	129.606.322	19.891645	4.549.114	1455.719	1358.620	1135.864	798.670	749.563	629.673	25.977.636	186.152.826	76.046
- Grandes Clientes	44.252.680	6.148.385	1.130.250	421771	95.168	271785	448.510	209.272	206.091	4.961884	58.145.796	-
- Clientes Institucionales	3.024.981	1509.946	1495.390	1679.672	825.831	960.063	544.525	1347.368	921963	7.931774	20.241513	-
número de Clientes no repactados	1339.205	432.977	106.298	17.219	10.895	5.665	3.692	3.434	2.517	113.173	2.035.075	141
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	221586	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	-	-	171790	3.420.375	2.288.499
número de Clientes repactados	23.083	21280	8.018	2.080	1661	1256	544	377	342	6.517	65.158	13.287
Total cartera bruta	**187.486.233**	**29.138.677**	**7.473.462**	**3.894.100**	**2.424.455**	**2.611.312**	**1.965.751**	**2.401.571**	**1.847.382**	**39.576.368**	**278.819.311**	**105.553.685**

ANEXO N°6 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

Proveedores con pagos al día	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	155.489	320.235	113.342.550	**113.818.274**	144.750	838.068	114.789.112	115.771.930
Entre 31 y 60 días	2.470.339	52.381.769	-	**54.852.108**	2.891.488	68.089.809	-	70.981.297
Más de 365 días	-	-	112.895.627	**112.895.627**	-	-	53.941.373	53.941.373
Total	**2.625.828**	**52.702.004**	**226.238.177**	**281.566.009**	**3.036.238**	**68.927.877**	**168.730.485**	**240.694.600**

Detalle de Proveedores	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	-	-	226.238.177	**226.238.177**	-	20.508	168.730.485	**168.750.993**
Cuentas por pagar bienes y servicios	-	52.702.004	-	**52.702.004**	-	68.907.369	-	**68.907.369**
Cuentas por pagar por compra de activos	2.625.828	-	-	**2.625.828**	3.036.238	-	-	**3.036.238**
Total	**2.625.828**	**52.702.004**	**226.238.177**	**281.566.009**	**3.036.238**	**68.927.877**	**168.730.485**	**240.694.600**

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

ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE.

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

BALANCE	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	339.948	-	266.511
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	93.402.339	1.194.327	232.005.107	6.129.302
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar No corrientes	221220.767	-	-	-
Total Activo estimado	**314.623.106**	**1.534.275**	**232.005.107**	**6.395.813**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	24.204.415	120.595	75.715.385	202.492
Cuentas por pagar a entidades relacionadas No corrientes	99.904.880	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	53.460.865	2.568.491	111316.084	12.741940
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar No corrientes	121315.888	-	-	-
Total Pasivo estimado	**298.886.048**	**2.689.086**	**187.031.469**	**12.944.432**

RESULTADO	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Venta de Energía Relacionada	-	339.948	-	266.511
Venta de Energía Terceros	187.845.910	1.194.327	232.005.107	6.129.302
Total venta de energía	**187.845.910**	**1.534.275**	**232.005.107**	**6.395.813**
Compra de Energia Relacionada	85.826.567	120.595	75.715.385	202.492
Compra de Energia Terceros	132.553.359	1281014	111316.084	12.741940
Toral Compra de Energía	**218.379.926**	**1.401.609**	**187.031.469**	**12.944.432**