

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE
al 31 de diciembre de 2021
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El número de clientes se incrementó en 1,5% (+ 30.154 clientes), alcanzando 2.038.172 clientes al 31 de diciembre de 2021, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 25.572 y 2.185 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 114.970 millones, lo que representa una disminución de 1,52% respecto del periodo anterior. Durante el 4T se realizaron inversiones por Ch\$ 37.879 millones, lo que representa un aumento de 9,25%, respecto al 4T del 2020.
- Las ventas físicas alcanzaron 13.676 GWh a diciembre de 2021, disminuyendo en 17,0% (-2.805 GWh) respecto a diciembre de 2020.
- Los ingresos operacionales disminuyeron en un 15,7% alcanzando Ch\$ 1.164.996 millones, principalmente por menores ingresos por venta de energía, la separación del negocio de transmisión y la venta del negocio de comercialización de clientes libres, estos dos últimos factores asociados a la aplicación de la ley de giro exclusivo de distribución.
- Las compras de energía totalizaron Ch\$ 933.984 millones, disminuyendo en un 11,9% respecto el 2020, debido principalmente a una menor compra física (-2.752 GWh).
- Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) aumentaron en Ch\$ 1.557 millones, principalmente por el reconocimiento de bonos no recurrentes por acuerdos de negociación colectiva y gastos relacionados con la estrategia de digitalización del Grupo para el período 2021-2024.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación disminuyeron en Ch\$ 16.508 millones, como consecuencia de menores costos de Operación y mantenimiento.

- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA disminuyó un 54,6% a diciembre de 2021, totalizando Ch\$ 72.016 millones.
- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. disminuyó desde Ch\$ 65.740 millones en diciembre de 2020 a Ch\$ 16.667 millones en diciembre de 2021, principalmente por un menor resultado operacional de Ch\$ 86.456 millones, impactando en el período actual el efecto de la separación del negocio de transmisión y la venta del negocio de comercialización de clientes libres, por una menor depreciación y amortización Ch\$ 7.958 millones, lo anterior compensado por mayores pérdidas por deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 4.860 millones, y por un mayor resultado financiero Ch\$ 15.404 millones. Lo anterior compensado por un menor gasto de impuesto a las ganancias por Ch\$ 33.031 millones.

RESUMEN FINANCIERO

- La empresa no mantiene deuda con bancos e instituciones financieras a la fecha.
- La liquidez de la empresa, un factor clave para nuestra administración financiera, se muestra a continuación:
 - Caja y caja equivalente disponible: US\$ 2,17 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Cambios Regulatorios:

Como parte de la agenda social anunciada por el gobierno, se publicó el 2 de noviembre de 2019 en el Diario Oficial la Ley N°21.185, del Ministerio de Energía, que crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas (en adelante “Ley de Estabilización Tarifaria”). 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.

El 21 de diciembre de 2019 se publicó la Ley N°21.194 (“Ley Corta de Distribución”) que 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 (Valor Agregado de Distribución) 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, antes de impuestos, a 6% real anual, después de impuesto, a ser aplicada a partir del nuevo ciclo tarifario que comenzó el 4 de noviembre de 2020. La tasa de rentabilidad económica después de impuestos de las empresas distribuidoras no debe diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE. La nueva tarifa a ser aplicada en el nuevo ciclo tarifario será definida a fines del año 2021 o principios de 2022, con efectos retroactivos a noviembre 2020.

Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias relativas al giro exclusivo de distribución, de acuerdo a las últimas modificaciones al Decreto con Fuerza de Ley N°4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con fecha 1 de enero de 2021 se perfeccionó la división de Enel Distribución Chile S.A., surgiendo de este proceso una nueva compañía denominada Enel Transmisión Chile S.A., a la que se le

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



asignaron las participaciones societarias en la subsidiaria Empresa de Transmisión Chena S.A y los activos y pasivos asociados al segmento de transmisión de energía eléctrica.

MERCADO EN QUE PARTICIPA ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A.

Enel Distribución Chile, es una de las compañías de distribución eléctrica más grande de Chile, en términos de número de clientes regulados, activos de distribución y ventas de energía. Opera en un área de concesión de 2.105 kilómetros cuadrados, bajo una concesión indefinida otorgada por el Gobierno de Chile, transmitiendo y distribuyendo electricidad en 33 comunas de la Región Metropolitana que incluyen la zona de concesión de nuestra subsidiaria Enel Colina S.A. Su área de servicio está principalmente definida como un área densamente poblada bajo las regulaciones tarifarias chilenas.

A continuación, el cuadro resume la información física en términos acumulados y trimestral, al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Información Física	Ventas de Energía (GWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral			dic-21	dic-20
	dic-21	dic-20	Var %	4T2021	4T2020	Var %		
Total Ventas (GWh)	13.676	16.481	(17,0%)	3.467	4.123	(15,9%)	5,21	5,24

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes

Otra información	dic-21	dic-20	Var %
Clientes	2.038.172	2.008.018	1,5%
Clientes/Empleados	3.666	2.660	37,8%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



El siguiente cuadro muestra los ingresos de explotación detallado por ventas de energía por tipo de clientes y en términos acumulados al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
Venta de Energía	1.103.758	1.270.159	(166.401)	(13,1%)	309.149	295.919	13.230	4,5%
Residenciales	605.905	608.714	(2.809)	(0,5%)	163.371	134.589	28.782	21,4%
Comerciales	293.443	366.875	(73.432)	(20,0%)	82.773	83.618	(845)	(1,0%)
Industriales	99.516	168.931	(69.415)	(41,1%)	28.238	44.337	(16.099)	(36,3%)
Otros Consumidores(*)	104.894	125.639	(20.745)	(16,5%)	34.767	33.375	1.392	4,2%
Otras Ventas	5.347	6.601	(1.254)	(19,0%)	834	1.227	(393)	(32,0%)
Ventas de productos y servicios	5.347	6.601	(1.254)	(19,0%)	834	1.227	(393)	(32,0%)
Otras Prestaciones de Servicios	47.607	99.665	(52.058)	(52,2%)	17.325	29.818	(12.493)	(41,9%)
Peajes de transmisión y transporte	-	40.530	(40.530)	(100,0%)	-	3.317	(3.317)	(100,0%)
Servicio de construcción de empalme	16.969	16.650	319	1,9%	4.967	6.665	(1.698)	(25,5%)
Arriendo equipos de medida	2.968	3.387	(419)	(12,4%)	610	842	(232)	(27,6%)
Instalaciones específicas y redes	9.640	12.913	(3.273)	(25,4%)	3.364	6.973	(3.609)	(51,8%)
Alumbrado público	5.410	11.013	(5.603)	(50,9%)	1.300	3.624	(2.324)	(64,1%)
Otras prestaciones	12.620	15.172	(2.552)	(16,8%)	7.084	8.397	(1.313)	(15,6%)
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.156.712	1.376.425	(219.713)	(16,0%)	327.308	326.964	344	
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	3.419	3.085	334	10,8%	1.197	1.305	(108)	(8,3%)
Cancelación fuera de plazo de facturación	-	456	(456)	(100,0%)	(349)	113	(462)	(408,9%)
Recuperación deuda castigada	-	61	(61)	(100,0%)	(38)	30	(68)	(226,7%)
Ingreso por multas a proveedores	2.728	470	2.258	480,4%	101	70	31	44,3%
Otros Ingresos	2.137	1.571	566	36,0%	79	1.142	(1.063)	(93,1%)
Total Otros ingresos por naturaleza	8.284	5.643	2.641	46,8%	990	2.660	(1.670)	(62,8%)

(*) Incluye peajes de clientes libres, por contratos de energía no suministrados por Enel Distribución Chile

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



A Continuación, se presenta la información comparativa de la venta de energía de Enel Distribución Chile S.A. y su subsidiaria, en términos acumulados al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Mercado	Cifras Acumuladas								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	dic-21	dic-20	Var %	dic-21	dic-20	Var %	dic-21	dic-20	Var %
Residencial	1.826.451	1.800.879	1,4%	605.905	608.714	(0,5%)	5.140	5.006	2,7%
Comercial	155.818	153.633	1,4%	271.275	347.698	(22,0%)	2.029	4.606	(56,0%)
Industrial	12.170	12.485	(2,5%)	91.998	160.101	(42,5%)	726	1.687	(57,0%)
Otros	42.125	40.202	4,8%	104.895	125.641	(16,5%)	1.390	916	51,8%
Peaje	1.608	819	96,3%	29.685	28.006	6,0%	4.391	4.267	2,9%
Total	2.038.172	2.008.018	1,5%	1.103.758	1.270.160	(19,6%)	13.676	16.482	(17,0%)

(**) Considera Peaje, Consumo no Facturado, Estimacion de Demanda

Mercado	Cifras Trimestrales								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	4T2021	4T2020	Var %	4T2021	4T2020	Var %	4T2021	4T2020	Var %
Residencial	2.912	10.755	(72,9%)	163.372	134.589	21,4%	1.450	1.215	19,3%
Comercial	237	553	(57,1%)	75.642	78.485	(3,6%)	463	1.162	(60,1%)
Industrial	(779)	10	(7689,8%)	25.825	41.684	(38,1%)	151	421	(64,0%)
Otros	1.417	233	507,0%	34.768	33.377	0,0%	203	218	(7,2%)
Peaje	71	20	255,0%	9.542	7.785	22,6%	1.200	1.108	8,3%
Total	3.858	11.572	(66,7%)	309.149	295.920	4,5%	3.467	4.124	(16,0%)

(**) Considera Peaje, Consumo no Facturado, Estimacion de Demanda

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Distribución Chile S.A. al cierre de diciembre de 2021 fue una utilidad de Ch\$ 16.667 millones, comparado con los Ch\$ 82.407 millones de utilidad registrados en el periodo anterior.

A continuación, se presenta la información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
Ingresos	1.164.996	1.382.068	(217.072)	(15,7%)	328.298	329.624	(1.326)	(0,4%)
Ingresos ordinarios	1.156.712	1.376.425	(219.713)	(16,0%)	327.308	326.965	344	0,1%
Otros ingresos de explotación	8.284	5.643	2.641	46,8%	990	2.660	(1.670)	(62,8%)
Aprovisionamientos y Servicios	(1.000.659)	(1.116.324)	115.665	(10,4%)	(283.776)	(261.863)	(21.913)	8,4%
Compras de energía	(933.984)	(1.060.495)	126.511	(11,9%)	(265.607)	(246.030)	(19.578)	8,0%
Gastos de transporte	(38.550)	(23.695)	(14.855)	62,7%	(8.918)	(4.855)	(4.062)	83,7%
Otros aprovisionamientos y servicios	(28.125)	(32.134)	4.009	(12,5%)	(9.251)	(10.978)	1.727	(15,7%)
Margen de Contribución	164.337	265.744	(101.407)	(38,2%)	44.522	67.761	(23.239)	(34,3%)
Trabajos para el inmovilizado	13.302	9.805	3.497	35,7%	4.891	2.140	2.752	128,6%
Gastos de personal	(42.551)	(37.497)	(5.054)	13,5%	(7.559)	(9.872)	2.313	(23,4%)
Otros gastos por naturaleza	(63.072)	(79.580)	16.508	(20,7%)	(11.230)	(19.599)	8.369	(42,7%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	72.016	158.472	(86.456)	(54,6%)	30.624	40.429	(9.805)	(24,3%)
Depreciación y amortización	(37.626)	(45.584)	7.958	(17,5%)	(10.719)	(11.538)	819	(7,1%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(17.859)	(12.999)	(4.860)	37,4%	(7.243)	4.949	(12.193)	(246,4%)
Resultado de Explotación (EBIT)	16.531	99.889	(83.358)	(83,5%)	12.662	33.840	(21.178)	(62,6%)
Resultado Financiero	(9.475)	5.929	(15.404)	(259,8%)	(6.061)	282	(6.343)	(2250,9%)
Ingresos financieros	19.079	22.717	(3.638)	(16,0%)	5.101	3.315	1.786	53,9%
Gastos financieros	(28.249)	(17.697)	(10.552)	59,6%	(10.847)	(3.076)	(7.771)	252,6%
Resultados por unidades de reajuste	1.864	1.124	740	65,8%	751	207	544	263,6%
Diferencia de cambio	(2.169)	(215)	(1.954)	908,8%	(1.067)	(164)	(903)	551,5%
Otros Resultados distintos de la Operación	1	10	(9)	-	1	10	(10)	-
Sociedades contabilizadas por método de participación	-	-	-	-	(0)	-	(0)	0,0%
Resultado Antes de Impuestos	7.057	105.828	(98.771)	(93,3%)	6.602	34.132	(27.531)	(80,7%)
Impuesto sobre sociedades	9.610	(23.421)	33.031	(141,0%)	3.083	(7.919)	11.002	(138,9%)
Resultado del Periodo	16.667	82.407	(65.740)	(79,8%)	9.685	26.213	(16.528)	(63,1%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	16.667	82.407	(65.740)	(79,8%)	9.685	26.213	(16.528)	(63,1%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	0	(0)	0	-
Utilidad por acción \$ (*)	14,48	71,61	(57,13)	(79,8%)	8,42	22,78	(14,36)	(63,1%)

(*) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 1.150.742.161

RESULTADO DE EXPLOTACION (EBITDA)

El **EBITDA** consolidado ascendió a Ch\$ 72.016 millones al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una disminución del 54,6% respecto del periodo anterior, donde alcanzó los Ch\$ 158.472 millones.

Los **Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 1.164.996 millones**, mostrando una disminución de Ch\$ 217.072 millones, equivalente a una reducción del 15,7% que se explica principalmente por:

- **Menores ingresos por venta de energía por Ch\$ 166.401 millones**, debido principalmente a: (i) una menor venta física de energía (-2.805 GWh), fundamentalmente en los segmento comercial, correspondiente a Ch\$ 127.062 millones; debido principalmente al efecto de la transferencia de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile S.A. (-3.022 GWh) unido a la migración de clientes regulados a libres; y (ii) una disminución del precio medio de venta por Ch\$ 39.339 millones, como consecuencia de un menor efecto de tipo de cambio y del proceso de revisión tarifaria.
- Menores **otras prestaciones de servicios** por Ch\$ 52.058 millones, fundamentalmente por (i) menores ingresos de peajes en el segmento de transmisión zonal transferido a la sociedad Enel Transmisión Chile S.A. por Ch\$ 40.531 millones y (ii) menores otras prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público Ch\$ 11.527 millones.
- Menores ingresos **en otras ventas** por Ch\$ 1.254 millones, explicado fundamentalmente por menores prestaciones por negocios no regulados como traslado de redes y empalmes.

Lo anterior, fue compensado por:

- Mayores **otros ingresos de explotación** por Ch\$ 2.641 millones, explicado principalmente por: (i) el reverso de una multa SEC por Ch\$1.162 millones, por sentencia a favor de Enel Distribución Chile S.A. emitida por parte de la Corte Suprema de Justicia, y (ii) el reconocimiento del recupero de seguros por siniestros Ch\$ 1.503 millones.

- Los Ingresos de Explotación del **4T 2021** fueron de **Ch\$ 328.298 millones**, lo que representa una **disminución de Ch\$ 1.326 millones**, equivalente a un 0,1% de aumento, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente
- **Mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 13.230 millones**, debido principalmente a: (i) un aumento en el precio medio de venta, como consecuencia de un mayor efecto de tipo de cambio, y por mayores provisiones de venta de energía por el proceso de revisión tarifaria, por Ch\$54.849 millones, compensado por (ii) una menor venta física de energía (-657 GWh), debido principalmente al efecto de la venta de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 41.619 millones.
- **Menores ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 14.556 millones**, explicado por (i) menores prestaciones de servicios por Ch\$ 9.175 millones, fundamentalmente por menores otras prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público, (ii) por menores ingresos de peajes en el segmento de transmisión zonal transferido a la sociedad Enel Transmisión Chile S.A. por Ch\$ 3.318 millones, y (iii) por menores Ingresos no recurrentes por Ch\$ 2.063 millones.

Los **costos de explotación ascendieron a Ch\$ 1.000.659 millones**, lo que representa una disminución de Ch\$ 115.665 millones, equivalente a una disminución del 10,4% respecto al período anterior, que se explica por:

- Menores **compras de energía** por Ch\$ 126.511 millones, debido a una menor compra física en el periodo (-2.877 GWh), principalmente por efecto de menor compra de energía por venta del negocio de comercialización de clientes libres (-3.081 GWh) que fueron transferidos a la sociedad relacionada Enel Generación Chile S.A.
- Mayores **gastos de transporte** por peajes de transmisión zonal por Ch\$ 14.855 millones, debido a mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión, representados principalmente por Enel Transmisión Chile S.A.
- Menores **otros costos de aprovisionamientos y servicios** por Ch\$ 4.009 millones, explicado por i) menores compensaciones a clientes por Ch\$ 2.131 millones, ii) menores costos por servicios de valor agregado por Ch\$ 2.406 millones, compensado por mayores conexiones de clientes por Ch\$ 528 millones.

Durante el **4T 2021**, los Costos de Explotación ascendieron a **Ch\$ 283.776 millones**, aumentando en Ch\$ 21.913 millones respecto al 4T 2020. Esta variación se explica principalmente por mayores **compras de energía** por Ch\$ 19.578 millones, producto de una menor compra física en el periodo (- 580 GWh), explicado por un mayor precio medio de compra por Ch\$ 59.537 millones, compensado por efecto de venta del negocio de comercialización de clientes libres a la sociedad relacionada Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 39.959 millones.

Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 29.249 millones al 31 de diciembre de 2021, lo que representa un aumento de Ch\$1.557 millones respecto de diciembre de 2020, como consecuencia principalmente de: (i) Mayores gastos incurridos en pago por bono no recurrente de acuerdo de negociación colectiva por Ch\$ 3.829 millones, (ii) mayores gastos por concepto de programa de retiro voluntario de Ch\$ 6.815 millones. Lo anterior compensado por una menor remuneración de Ch\$ 4.369 millones, producto de una disminución en la dotación del personal, menor gasto por uso de vacaciones y menor costo de horas extras por Ch\$1.221 millones y una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 3.497 millones.

En lo que respecta al 4T 2021, los gastos de personal disminuyeron en Ch\$ 5.065 millones, explicado principalmente por una menor remuneración de Ch\$ 1.376 millones, producto de una disminución de dotación de personal, disminución de gastos por uso de vacaciones Ch\$ 625 millones y otros beneficios Ch\$ 312 millones, y una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 2.752 millones.

Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 63.072 millones al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una disminución de Ch\$ 16.508 millones respecto al periodo anterior, explicado principalmente por menores costos por operación y mantenimiento, asociados principalmente a servicios de atención comercial (call center y lecturas de medidores), y a servicios de mantenimiento y reparación.

En lo que respecta al **4T 2021**, los Otros Gastos por Naturaleza disminuyeron en Ch\$ 8.369 millones, explicado principalmente por menores costos por operación y mantenimiento, asociados principalmente a servicios de atención comercial (call center y lecturas de medidores), y a servicios de mantenimiento y reparación.

Depreciación, Amortización y Deterioro:

La depreciación, amortización y deterioro presentaron un aumento de Ch\$ 3.098 millones respecto del periodo de 2020, explicado principalmente por: mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 4.860 millones debido fundamentalmente a una mayores provisiones asociadas al segmento de clientes regulados (Regulated Market Energy), lo anterior compensado por (i) una menor amortización de intangibles por desarrollos informáticos por Ch\$ 1.626 millones; y (ii) una menor depreciación del activo inmovilizado por Ch\$ 6.332 millones, principalmente por efecto de disminución de activos, los cuales fueron transferidos a Enel Transmisión Chile S.A., producto de la separación de la sociedad en cumplimiento de la Ley de giro exclusivo en distribución.

Respecto al **4T 2021**, la depreciación, amortización y deterioro ascendió a **Ch\$ 17.962 millones**, presentando una disminución de Ch\$ 11.374 millones respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por: (i) mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 12.193 millones, debido fundamentalmente a una mayores provisiones asociadas al segmento de clientes regulados (Regulated Market Energy), compensado por un menor gasto en depreciación y amortización por Ch\$ 819 millones, principalmente por efecto de disminución de activos, los cuales fueron transferidos a Enel Transmisión Chile S.A., producto de la separación de la sociedad en cumplimiento de la Ley de giro exclusivo en distribución.

Resultado No Operacional:

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	%	4T2021	4T2020	Variación	%
Ingresos Financieros	19.079	22.717	(3.638)	(16,0%)	5.101	3.315	1.786	53,9%
Gastos Financieros	(28.249)	(17.697)	(10.552)	59,6%	(10.847)	(3.076)	(7.771)	252,6%
Diferencias de Cambio	(2.169)	(215)	(1.954)	908,8%	(1.067)	(164)	(903)	551,5%
Resultados por Unidades de Reajuste	1.864	1.124	740	65,8%	751	207	544	263,6%
Total Resultado Financiero	(9.475)	5.929	(15.404)	(259,8%)	(6.061)	282	(6.343)	(2250,9%)
Resultado Antes de Impuesto	7.057	105.828	(98.771)	(93,3%)	6.602	34.132	(27.531)	(80,7%)
Impuesto sobre Sociedades	9.610	(23.421)	33.031	(141,0%)	3.083	(7.919)	11.002	(138,9%)
Resultado del Año	16.667	82.407	(65.740)	(79,8%)	9.685	26.213	(16.528)	(63,1%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>16.667</i>	<i>82.407</i>	<i>(65.740)</i>	<i>(79,8%)</i>	<i>9.685</i>	<i>26.213</i>	<i>(16.528)</i>	<i>(63,1%)</i>
Atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	0	(0)	0	(0)

Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en Ch\$ 15.404 millones con respecto al periodo anterior, que se explica fundamentalmente por:

Menores ingresos financieros por Ch\$ 3.638 millones, que se explican fundamentalmente por **(i)** menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 3.833 millones; **(ii)** por un menor rendimiento financiero de inversiones en instrumentos de renta fija por Ch\$ 469 millones; Lo anterior compensado por mayores ingresos financieros **(i)** por mayores intereses que generan los fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 11 millones; **(ii)** por mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 653 millones.

Durante el 4T de 2021, los ingresos financieros aumentaron en Ch\$ 1.786 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente por **(i)** mayores ingresos financieros producto la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 944 millones; **(ii)** por un mayor rendimiento financiero de inversiones en instrumentos de renta fija por Ch\$ 232 millones; **(iii)** por menores intereses que generan los fondos invertidos a

través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 67 millones; **(iv)** por mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 543 millones.

Mayores gastos financieros por Ch\$ 10.552 millones, principalmente explicados por **(i)** mayores intereses por contratos de factoring por Ch\$ 5.339 millones, **(ii)** por la actualización a valor presente de cuentas por cobrar comerciales por convenios de largo plazo asociados a la ley de servicios básicos 1, 2 y 3 por Ch\$ 9.058 millones; **(iii)** por mayores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado y del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 621 millones, compensado por **(i)** menores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 3.833 millones; **(ii)** por menores gastos financieros y comisiones bancarias por Ch\$ 633 millones.

Adicionalmente fueron reconocidos por efecto de mecanismo de ley de estabilización de precios, mayores ingresos y costos financieros por Ch\$ 4.811 millones, respectivamente.

Durante el 4T de 2021 los gastos financieros aumentaron en Ch\$ 7.771 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente por **(i)** mayores intereses por contratos de factoring por Ch\$ 2.562 millones; **(ii)** por la actualización a valor presente de cuentas por cobrar comerciales por convenios de largo plazo por Ch\$ 2.787 millones; **(iii)** por menores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 944 millones y por mayores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado y del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 1.578 millones, compensado por mayores gastos financieros y comisiones bancarias por Ch\$ 100 millones.

Mayor pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 1.954 millones, explicada principalmente por una mayor diferencia de cambio negativa del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 1.303 millones y una mayor diferencia de cambio negativa generada en cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 8.696 millones; compensado por una mayor diferencia de cambio positiva generada por la liquidación de contratos forwards por Ch\$ 8.045 millones. La Compañía registró una utilidad y una pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 42.205 millones, por la dolarización de las cuentas por cobrar y por pagar, estos efectos se neutralizan en resultado (principio de passthrough).

Durante el 4T de 2021 hubo una mayor pérdida por diferencia de cambio por Ch\$ 903 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicada principalmente por una mayor diferencia de cambio negativa del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 663 millones, por una menor diferencia de cambio negativa generada en cuentas por pagar

comerciales por Ch\$ 8.285 millones, compensado por una mayor diferencia de cambio positiva generada por la liquidación de contratos forwards por Ch\$ 8.045 millones.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 9.610 millones de utilidad al 31 de diciembre 2021, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 33.031 millones respecto del periodo anterior. Esta variación se explica principalmente por (i) un menor gasto por impuesto de Ch\$ 26.668 millones asociado a un menor resultado de la compañía; y (ii) un menor gasto por impuesto de Ch\$ 5.955 millones por mayores pérdidas por corrección monetaria.

Con respecto al cuarto trimestre del 2021 el Impuesto a las Ganancias sobre las Sociedades ascendió a Ch\$ 3.083 millones de utilidad, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 11.002 millones respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por i) un menor gasto por impuesto en resultados de Ch\$ 7.433 millones asociado a un menor resultado de la compañía, y ii) un menor gasto por impuesto de Ch\$ 2.993 millones por mayores pérdidas por corrección monetaria.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Activos Corrientes	355.550	578.158	(222.608)	(38,5%)
Activos No Corrientes	1.276.352	1.073.049	203.303	19,0%
Total Activos	1.631.903	1.651.207	(19.305)	(1,2%)

Los **Activos Totales** de la Compañía, al 31 de diciembre de 2021, **disminuyeron en Ch\$ 19.305 millones**, correspondiente a un 1,2%, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2020, principalmente explicado por lo siguiente:

Los **Activos Corrientes** presentaron una **disminución de Ch\$ 222.608 millones** al 31 de diciembre de 2021 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución del Efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 688 millones**, que se explica principalmente por un menor saldo en bancos por Ch\$ 688 millones.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 78.097 millones**, principalmente por una mayor provisión de tarifas pendientes de aplicar a clientes por Ch\$ 41.419 millones, una mayor facturación a clientes de energía por Ch\$ 38.587 millones, una mayor facturación de servicios de empalmes Ch\$ 22.164 millones, una mayor facturación de energía en el periodo por Ch\$ 8.550 millones, aumento de clientes castigados de energía por Ch\$ 2.584 millones, lo anterior compensado por un incremento en la estimación de deudores incobrables por Ch\$ 17.055 millones, una disminución por el traspaso de la deuda comercial de clientes libres a la empresa Enel Generación Chile por Ch\$ 12.813 millones, una disminución por pagos de bonos de cuentas por cobrar al personal por Ch\$ 2.580 millones, una disminución de anticipos pagados a proveedores por Ch\$ 1.332 y menores indemnizaciones por seguros por Ch\$ 1.427 millones.
- **Aumento de otros activos no financieros corrientes en Ch\$ 597 millones**, que se explica principalmente por (i) devolución de impuestos (IVA) por Ch\$ 334 millones; (ii) aumento de costos asociados a proyectos de alumbrado público por Ch\$ 167 millones; y (iii) aumento de gastos anticipados de seguros por Ch\$ 96 millones.

- **Aumento de Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 5.860 millones**, explicado principalmente por aumento de impuestos por recuperar de años anteriores por Ch\$ 5.344 millones.
- **Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 15.484 millones**, que se explica principalmente por aumento de (i) cuenta por cobrar a Enel Transmisión Chile S.A. por otros servicios por Ch\$ 8.292 millones, (ii) cuenta a cobrar a Enel Generación Chile S.A. de otros servicios por Ch\$ 4.827 millones, (iii) cuentas a cobrar por servicios a Enel X Chile Spa por Ch\$ 800 millones, (iv) cuentas por cobrar por caja centralizada a Enel Chile por Ch\$ 1.106 millones.
- **Disminución de activos corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados mantenidos para distribuir a los propietarios por Ch\$ 323.214 millones**, producto de la materialización de la división de la sociedad por exigencias relativas al giro exclusivo de distribución según Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Los **Activos No Corrientes aumentaron en Ch\$ 203.303 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2020, alcanzando los Ch\$ 1.276.352 millones al 31 de diciembre de 2021. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 123.857 millones**, que se explica, principalmente por la actualización en el Precio de Estabilización a Clientes (PEC) según ley N° 21.185 del Ministerio de Energía por Ch\$ 131.438 millones y aumento de deuda de energía por Ch\$ 6.078 millones, compensado por la disminución de deudores por Leasing de largo plazo por Ch\$ 6.594 millones y disminución de otras cuentas por cobrar por Ch\$ 988 millones.
- **Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 60.563 millones**, que corresponde principalmente a nuevas inversiones del período por Ch\$ 91.796 millones, parcialmente compensado por la depreciación del período por Ch\$31.030 millones.
- **Aumento neto de Intangibles distintos a la plusvalía por Ch\$ 16.699 millones**, que corresponde principalmente a un incremento de inversiones del período por Ch\$ 22.174 millones, lo que se compensa por la amortización del período por Ch\$ 5.472 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Pasivo Corriente	597.096	394.985	202.111	51,2%
Pasivo No corriente	355.313	355.578	(264)	(0,1%)
Patrimonio Total	679.494	900.645	(221.151)	(24,6%)
Atribuible a los propietarios de la controladora	679.494	900.645	(221.151)	(24,6%)
Participaciones no controladoras	-	-	-	0,0%
Total Patrimonio y Pasivos	1.631.903	1.651.207	(19.305)	(1,2%)

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, al 31 de diciembre de 2021, incluido el Patrimonio, disminuyeron en **Ch\$ 19.305 millones** comparado con el total de pasivos al 31 de diciembre de 2020, principalmente como consecuencia de:

Los **Pasivos Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 202.111 millones** y a continuación se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Aumento de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 65.500 millones**, que se explica principalmente por mayores i) cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 29.306 millones, ii) aumento de cuentas por pagar por bienes y servicios por Ch\$ 38.061 millones, iii) Aumento de otras cuentas por pagar por Ch\$ 952 millones. Lo anterior compensado parcialmente por i) menores cuentas por pagar por compra de activos por Ch\$ 1.006 millones, y ii) menores cuentas por pagar al personal por Ch\$ 1.408 millones.
- **Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 251.059 millones**, que explica principalmente por (i) mayores obligaciones con Enel Chile S.A. producto de un mayor nivel de flujos recibidos a través de caja centralizada por Ch\$ 25.387 millones y aumento de otros servicios por Ch\$ 876 millones, (ii) traspaso del largo plazo del préstamo estructurado con Enel Chile S.A. por Ch\$ 93.369 millones, (iii) mayores préstamos estructurados con Enel Chile S.A. por Ch\$ 96.816 millones (iv) mayores obligaciones por peajes y otros servicios con Enel Transmisión Chile S.A. por Ch\$ 14.761 millones, (v) mayores obligaciones por otros servicios con Enel X Chile Spa por Ch\$ 5.135 millones, (vi) mayores obligaciones con Enel Generación Chile S.A. por concepto de peajes y compras de energía por Ch\$ 9.006 millones y otros servicios por Ch\$ 174 millones, (vii) mayores obligaciones con Enel Global Infrastructure and Network por servicios técnicos por

Ch\$ 2.243 millones, (viii) Mayores obligaciones con Enel X S.R.L. por servicios técnicos por Ch\$ 3.979 millones, (ix) Mayores obligaciones con Enel Global Services por Ch\$ 3.674 millones.

- **Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 20.835 millones**, se explica principalmente por menores obligaciones de impuestos por Ch\$ 16.645 millones y disminución de obligaciones por trabajos en construcción de empalmes y traslado de redes por Ch\$ 4.184 millones.
- **Disminución de pasivos corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados mantenidos para distribuir a los propietarios por Ch\$ 94.878 millones**, producto de la materialización de la división de la sociedad por exigencias relativas al giro exclusivo de distribución según Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Los **Pasivos No Corrientes** presentan una disminución de **Ch\$ 264 millones** al 31 de diciembre de 2021, y se explica como sigue:

- **Aumento de otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 62.685 millones**, explicado por aumento de cuentas por pagar por compras de energía, por efecto de la aplicación de la Ley de Estabilización Tarifaria en el segmento de Distribución.
- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 44.009 millones**, que corresponde a una disminución por traspaso al corto plazo préstamo con la matriz Enel Chile S.A. por Ch\$ 93.369 millones, compensado por (i) aumento de deuda por concepto de compra de energía relacionada al mecanismo de estabilización tarifaria con Enel Generacion Chile S.A. por Ch\$48.568 millones, y (ii) Enel Green Power Chile S.A. por Ch\$ 2.505 millones, lo anterior se compensa con una disminución por el mismo concepto con Almeyda Solar SpA por Ch\$ 1.713 millones.
- **Disminución de otras provisiones no corrientes por Ch\$ 2.814 millones**, se explica por disminución de provisiones de litigios por Ch\$ 4.850 millones, compensado por mayores provisiones relacionadas con reestructuraciones vinculadas a la estrategia de digitalización del grupo para el periodo 2021-2024 que posibilita la adopción de nuevos modelos de trabajo y operación, demanda nuevas competencias y conocimientos para hacer que los procesos sean aún más eficientes por Ch\$ 2.036 millones.
- **Disminución de pasivo por impuestos diferidos por Ch\$ 7.524 millones**, se explica principalmente por disminuciones asociadas a impuestos diferidos de i) activo fijo por Ch\$ 11.312 millones, compensado con aumento de otros impuestos diferidos por Ch\$ 3.788 millones.
- **Disminución de provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por Ch\$ 7.974 millones**, se explica fundamentalmente producto principalmente del pago de beneficios por el Programa de Retiro Voluntario.

El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 679.494 millones al 31 de diciembre de 2021

- **El patrimonio neto disminuyó en Ch\$ 221.151 millones respecto de diciembre de 2020** y se explica fundamentalmente por una disminución producto de las exigencias relativas al giro exclusivo de distribución según Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que dividió la sociedad en distribución y transmisión por Ch\$ 233.693 millones y por un aumento por la venta de cartera de clientes libres por Ch\$ 6.113 millones, disminución por dividendos por Ch\$ 15.116 millones, lo anterior compensado por un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 16.667 millones, un aumento de reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos por Ch\$ 4.053 millones y aumento de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 825 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	dic-21	dic-20	dic-20	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,60	1,46		(0,86)	(58,9%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,59	1,46		(0,87)	(59,6%)
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(241.545)	183.174		(424.719)	(231,9%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,40	0,83		0,57	68,7%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	63,0%	53,0%		10,0%	18,9%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	37,0%	47,0%		(10,0%)	(21,3%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	2,52	9,44		(6,92)	(73,3%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	1,42%		7,0%	(5,6%)	(79,7%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	2,1%		13,7%	(11,6%)	(84,6%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	1,0%		7,8%	(6,8%)	(87,0%)

(1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.

(2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes neto de Inventarios y Gastos Anticipados y (ii) Pasivos Corrientes.

(3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Patrimonio Total.

(4) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.

(5) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo No Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.

(6) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Resultado financiero neto de Ingresos financieros.

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 31 de diciembre y

(ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del período

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del período por 12 meses móviles al 31 de diciembre y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

La **liquidez corriente** al 31 de diciembre de 2021 alcanzó 0,60 veces, presentando una disminución de 58,9 % respecto a diciembre de 2020. Esta disminución está explicada fundamentalmente por la materialización de la separación por la aplicación de la Ley de giro exclusivo en distribución, por el traspaso de activos y pasivos corrientes a la nueva sociedad Enel Transmisión Chile S.A.

La **razón ácida** al 31 de diciembre de 2021, alcanzo 0,59 veces, presentando una disminución de 59,6% con respecto al 31 de diciembre de 2020, también principalmente fundamentalmente por la materialización de la separación por la



aplicación de la Ley de giro exclusivo en distribución, por el traspaso de activos y pasivos corrientes a la nueva sociedad Enel Transmisión Chile S.A.

El **capital de trabajo** negativo al 31 de diciembre de 2021 fue de menos Ch\$241.545 millones, presentando una variación negativa de Ch\$ 424.719 millones respecto a diciembre de 2020, disminución explicada fundamentalmente por la separación por la aplicación de la Ley de giro exclusivo en distribución, por el traspaso de activos y pasivos corrientes a la nueva sociedad Enel Transmisión Chile S.A.

La **razón de endeudamiento** se sitúa en 1,40 veces, lo que indica que Enel Distribución Chile S.A. tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 1,40 veces para el período de nueve meses terminado al 31 de diciembre de 2021, versus el 0,83 veces al 31 de diciembre de 2020. Esto muestra una situación empeoramiento de la situación de endeudamiento, lo que es explicado principalmente por el traspaso de activos a la nueva sociedad transmisora.

La **cobertura de costos financieros** a diciembre de 2021 fue de 2,52 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el margen de EBITDA. Este indicador respecto de diciembre de 2020 muestra una baja sustancial por la disminución de los resultados de explotación a diciembre 2021.

El **índice de rentabilidad** medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación disminuyó en un 79,7% con respecto a igual período del año anterior, alcanzando una disminución de un 5,6% al 31 de diciembre de 2021 respecto a diciembre de 2020, debido principalmente a la disminución en las ventas de energía y peajes, que afectó el margen de contribución.

La **rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de un 2,1% por el período terminado al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una disminución de un 84,6% respecto del ejercicio anterior.

La **rentabilidad de los activos** fue de un 1,0% por el período terminado al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una disminución de un 87,0% respecto del ejercicio anterior. Esta disminución tiene su explicación por la disminución de activos traspasados a Enel Transmisión Chile S.A. por la aplicación de la ley de giro exclusivo de distribución y a los menores resultados a diciembre de 2021.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El Grupo Enel Distribución Chile S.A. generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 356 millones por el período terminado al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 1.684 millones con respecto a diciembre de 2020.

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Flujo de Operación	(21.222)	111.689	(132.911)	(119,0%)
Flujo de Inversión	(73.386)	(111.939)	38.553	(34,4%)
Flujo de Financiamiento	94.252	1.578	92.674	5872,9%
Flujo neto del período	(356)	1.328	(1.684)	(126,8%)

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación presentan un monto negativo por Ch\$ 21.222 millones, por el periodo de doce meses terminado al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una variación negativa de Ch\$132.911 millones respecto a diciembre de 2020. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$1.508.831 millones, cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por Ch\$ 13.628 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$120 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 1.472.155 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$18.990 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 34.581 millones, pagos de impuestos a las ganancias por Ch\$ 9.820 millones, pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente vender por Ch\$ 1.027 millones, otras salidas de efectivo por Ch\$ 18.990 millones y pagos por primas de pólizas suscritas por Ch\$ 1.099 millones.

Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión presentan un monto negativo de Ch\$ 73.386 millones, en el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2021, lo que representa una mayor entrada de caja de Ch\$ 38.553 millones respecto a diciembre de 2020. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 71.119 millones, compra de activos intangibles por Ch\$ 9.305 millones, pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por Ch\$ 1.123 millones y otras salidas de efectivo por Ch\$ 1.137 millones. Lo anterior compensado por cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por Ch\$ 9.169 millones e intereses recibidos por Ch\$ 1.231 millones.



Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación presentan un monto positivo de Ch\$ 94.252 millones, en el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2021, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 92.674 millones respecto a diciembre de 2020. Este flujo está originado principalmente por fondos transferidos mediante el Contrato de Caja Centralizada (obtención) desde Enel Chile S.A. por Ch\$ 982.877 millones, compensado por traspaso de fondos a Enel Chile S.A. mediante el Contrato de Caja Centralizada (pago) a Enel Chile S.A. por Ch\$ 862.937 millones, pago de dividendos por Ch\$ 20.437 millones, intereses pagados por Ch\$ 4.517 millones y pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 735 millones.

A continuación, se presentan los desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo y su depreciación, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
	dic-21	dic-20	dic-21	dic-20
Enel Distribución Chile	70.416	92.231	30.713	38.224
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	703	1.200	317	246
Empresa de Transmisión Chena S.A.	-	-	-	16
Total Consolidado Grupo	71.119	93.431	31.030	38.486

Las erogaciones de caja ascendieron a Ch\$ 71.119 millones corresponden fundamentalmente a inversiones en las redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio.



II. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

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. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro categorías y 37 sub-categorías.

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

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

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:

	30-12-2021	31-12-2020
	%	%
Tasa de interés fija	33%	39%

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. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad de las tasas de interés, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados



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 primer semestre de 2021, 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. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad del tipo de cambio, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

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 2021, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$1.832 millones en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2020, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$2.520 millones, en efectivo y otros medios equivalentes.

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, que fue prorrogada por segunda vez por la Ley N°21.340 publicada en 22 de mayo de 2021 con una nueva vigencia hasta 31 de diciembre 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 al tercer trimestre del 2021 como consecuencia de un aumento de las pérdidas crediticias esperadas de las contrapartes (ver notas 3.f.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.

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.

REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco Regulatorio

El sector eléctrico chileno se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos N°20.018, contenida en el DFL N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Economía (“Ley Eléctrica”) y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N°327 de 1998.

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

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

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

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

La Ley establece un Coordinador Eléctrico Nacional, organismo independiente de derecho público, a cargo de la operación y coordinación del sistema eléctrico chileno cuyos objetivos principales son: i) Preservar la seguridad del servicio, ii) Garantizar una operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico y iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus

principales actividades se destacan: 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.

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.

Además, a contar del 1 de enero del año 2021, mediante resolución exenta N°173 de la Comisión Nacional de Energía, determinó el alcance de la obligación de giro exclusivo y contabilidad regulatoria separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley N° 21.194.

a.1 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.

b) Temas Regulatorios

Leyes 2019 - 2021

(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. El proceso de consulta ciudadana cerró el 24 de agosto del año en curso y los resultados ya se encuentran publicados.

(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.

(vii) Ley N°21.305- Sobre eficiencia energética

El 13 de febrero de 2021 se publicó la Ley sobre Eficiencia Energética cuyo objeto es elaborar el Primer Plan Nacional de Eficiencia Energética, que se irá renovando cada cinco años, con una meta de reducción de intensidad energética de, al menos, de un 10% al 2030, respecto al 2019. Adicionalmente, dicho plan deberá contemplar una meta para los consumidores con capacidad de gestión de energía consistente en la reducción de su intensidad energética de al menos un 4% promedio en su período de vigencia.

En la Ley se incluyen otras materias como aquella respecto a la edificación de viviendas, edificios de uso público, edificios comerciales y edificios de oficinas que deberán contar con una calificación energética para obtener la recepción final o definitiva por parte de la Dirección de Obras Municipales respectiva. Así también, dispone que el Ministerio de Energía regulará la interoperabilidad del sistema de recarga de vehículos eléctricos.

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 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.

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.

Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

c.1 Fijación Tarifas de Distribución 2016 - 2020

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

Con fecha 28 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N°5T del Ministerio de Energía, que actualiza el Decreto N°11T/2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualiza las tarifas 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 2021 son determinadas sobre la base de los siguientes decretos y resoluciones:

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.

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

ii) 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.

iii) 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.

iv) Decretos de Precios

a. 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.

Con fecha 20 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°16T/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 julio de 2020.

Con fecha 20 de mayo de 2021, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°19T/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 2021.

Dado el mecanismo de estabilización de precios, la publicación de los Decretos N°6T/2020, N°16T/2020 y N°19T/2020 no tuvieron efecto en la tarifa del cliente regulado final.

b. Precios de Nudo de Corto Plazo

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.

Con fecha 22 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°3T/2021, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de abril de 2021.

v) Resolución Exenta que fija cargos por uso de los sistemas de transmisión de cargo de los consumidores finales libres y regulados.

Con fecha 29 de diciembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°495, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de enero de 2021.

Con fecha 17 de junio de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°192, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de julio de 2021.

vi) Resolución Exenta que comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios y fija el factor de corte y reposición por empresa concesionaria. Con fecha 21 de junio de 2019, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°379, que comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios que rigen a partir del 1° de julio de 2019, además, fija el factor de corte y reposición aplicable para el período comprendido entre el 1° de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2019, inclusive.

vii) Resolución Exenta que fija y comunica Cargo por Servicio Público. Con fecha 18 de noviembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°434, que fija el cargo por servicio público que rige a partir del 1° de diciembre de 2020.

viii) Dado el mecanismo de estabilización de precios, se han mantenido vigentes las Resoluciones antes indicadas.

ix) Dado el mecanismo de estabilización de precios, se han mantenido vigentes las Resoluciones antes indicadas.

c.2 Fijación Tarifas de Distribución 2020-2024

x) Actualmente este proceso se encuentra en desarrollo y por ende las tarifas están siendo aplicadas de acuerdo a fijación tarifaria 2016-2020.

c.3 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución

xi) 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.

xii) 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 Licitaciones de suministro (PPA regulados)

xiii) Bajo la nueva ley de licitaciones, las distribuidoras han desarrollado cuatro procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02, Licitación de Suministro 2017/01 y Licitación de Suministro 2021/01. Este último, que contempla como período de suministro los años 2026-2040 y un volumen de 2.310 GWh/anual, finalizó el 7 de septiembre de 2021 con un precio promedio de adjudicación de US\$23,78 por MWh.

III. VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia, cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una sociedad filial en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable 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 oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota N°3.b de los Estados 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 a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N°2 y N°3 de los Estados Financieros.