

**ANÁLISIS RAZONADO**  
**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE**  
**al 30 de septiembre de 2022**  
**(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)**

**RESUMEN EJECUTIVO**

- El número de clientes se incrementó en 1,7% (+ 35.064 clientes), alcanzando 2.069.378 clientes al 30 de septiembre de 2022, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 32.358 y 913 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 90.880 millones, lo que representa una disminución de 20,95% respecto del periodo anterior.
- Las ventas físicas alcanzaron 10.805 GWh a septiembre de 2022, aumentando en 5,8% (+595 GWh) respecto a septiembre de 2021.
- Los ingresos operacionales aumentaron en un 22,1% alcanzando Ch\$ 1.021.702 millones, principalmente por mayores ingresos por venta de energía.
- Las compras de energía totalizaron Ch\$ 837.494 millones, aumentando en un 25,3% respecto el 2021, debido principalmente a un mayor precio promedio de compra y mayor compra física (+ 482 GWh).
- Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) disminuyeron en Ch\$ 10.055 millones, principalmente por menor reconocimiento de bonos no recurrentes por acuerdos de negociación colectiva efectuados en 2021, y menor gasto asociado a programa de retiro voluntario.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación aumentaron en Ch\$ 346 millones, como consecuencia de mayores costos de Operación y mantenimiento.
- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA aumentó un 34,1% a septiembre de 2022, totalizando Ch\$ 55.493 millones.

- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. aumentó desde Ch\$ 6.982 millones en septiembre de 2021 a Ch\$ 14.730 millones en septiembre de 2022, principalmente por un mayor resultado operacional de Ch\$14.103 millones y una mayor utilidad de impuesto a las ganancias por Ch\$10.400 millones. Lo anterior compensado por una mayor depreciación y amortización Ch\$ 6.835 millones, por mayores pérdidas por deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 5.174 millones y por un menor resultado financiero Ch\$ 4.744 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\$ 2,09 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 creó 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 serían los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarían “Precio Estabilizado a Cliente Regulado” (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serían 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 US\$ 1.350 millones hasta el 2023. Dicho límite fue alcanzado en febrero de 2022. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

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.

El día 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N°21.472, que creó un Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios. Esta Ley establece un mecanismo de protección al cliente que tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre los precios de los respectivos contratos de suministro regulado y la tarifa estabilizada. El objetivo es impedir el alza en las cuentas de energía eléctrica en el año 2022 y permitir alzas graduales durante la próxima década. Las

diferencias que serán cubiertas por un fondo transitorio de 1.800 MMUSD, mediante un nuevo instrumento denominado Documento de Pago, emitido en forma mensual por la Tesorería General de la República a las empresas de generación de energía eléctrica, en dólares estadounidenses, reajutable, cedible, con fecha de vencimiento máxima a diciembre de 2032 y con garantía estatal

Este fondo se financiará a través de un cargo adicional a los clientes finales segmentado por niveles de consumo, donde los clientes cuyo consumo mensual sea menor a 350 kWh quedarán exentos del cargo, al igual que las micro y pequeñas empresas con consumos mensuales de hasta 1.000 kWh.

El fondo es administrado por la Tesorería General de la República, tendrá un aporte fiscal de 20 Millones de USD al año y una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2032. Todos los saldos generados en exceso al fondo de US\$ 1.350 millones indicado en la Ley 21.185, son reconocidos como parte del mecanismo establecido en la Ley N°21.472.

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. El proceso de fijación de tarifas para el ciclo 2020-2024 se encuentra actualmente en desarrollo. La nueva tarifa tendrá 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 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 trimestral, al 30 de septiembre de 2022 y 2021:

Información Física	Ventas de Energía (GWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral			sept-22	sept-21
	sept-22	sept-21	Var %	3T2022	3T2021	Var %		
Total Ventas (GWh)	10.805	10.209	5,8%	3.777	3.592	5,1%	5,11	5,21

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

Otra información	sept-22	sept-21	Var %
Clientes	2.069.378	2.034.314	1,7%
Clientes/Empleados	3.593	3.781	(5,0%)

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

### GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



El siguiente cuadro muestra los ingresos de explotación detallado por ventas de energía por tipo de clientes y en términos acumulados al 30 de septiembre de 2022 y 2021:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-22	sept-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
<b>Venta de Energía</b>	<b>988.158</b>	<b>794.608</b>	<b>193.550</b>	<b>24,4%</b>	<b>386.257</b>	<b>282.628</b>	<b>103.629</b>	<b>36,7%</b>
Residenciales	549.745	442.533	107.212	24,2%	216.199	169.144	47.055	27,8%
Comerciales	262.037	210.670	51.367	24,4%	100.536	68.785	31.751	46,2%
Industriales	82.403	71.278	11.125	15,6%	28.501	21.989	6.512	29,6%
Otros Consumidores(*)	93.973	70.127	23.846	34,0%	41.021	22.710	18.311	80,6%
<b>Otras Ventas</b>	<b>5.157</b>	<b>4.513</b>	<b>644</b>	<b>14,3%</b>	<b>284</b>	<b>1.336</b>	<b>(1.052)</b>	<b>(78,7%)</b>
Ventas de productos y servicios	5.157	4.513	644	14,3%	284	1.336	(1.052)	(78,7%)
<b>Otras Prestaciones de Servicios</b>	<b>26.482</b>	<b>30.282</b>	<b>(3.800)</b>	<b>(12,6%)</b>	<b>9.774</b>	<b>10.877</b>	<b>(1.103)</b>	<b>(10,1%)</b>
Servicio de construcción de empalme	9.643	12.002	(2.359)	(19,7%)	995	1.575	(580)	(36,8%)
Arriendo equipos de medida	2.312	2.358	(46)	(2,0%)	789	687	102	14,9%
Instalaciones específicas y redes	6.851	6.276	575	9,2%	1.483	2.349	(866)	(36,9%)
Alumbrado público	4.102	4.110	(8)	(0,2%)	3.534	1.484	2.050	138,1%
Otras prestaciones	3.574	5.536	(1.962)	(35,4%)	2.973	4.782	(1.809)	(37,8%)
<b>Total Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>1.019.797</b>	<b>829.403</b>	<b>190.394</b>	<b>23,0%</b>	<b>396.315</b>	<b>294.841</b>	<b>101.474</b>	
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	255	2.222	(1.967)	(88,5%)	255	852	(597)	(70,1%)
Cancelación fuera de plazo de facturación	66	349	(283)	(81,1%)	6	107	(101)	(94,4%)
Recuperación deuda castigada	245	37	208	562,2%	111	16	95	593,8%
Ingreso por multas a proveedores	161	31	130	419,4%	(668)	(25)	(643)	2572,0%
Compensación por daños y similares	429	2.596	(2.167)	(83,5%)	73	2.596	(2.523)	(97,2%)
Otros Ingresos	429	2.058	(1.629)	(79,2%)	(217)	(146)	(71)	48,6%
<b>Total Otros ingresos por naturaleza</b>	<b>1.585</b>	<b>7.293</b>	<b>(5.708)</b>	<b>(78,3%)</b>	<b>(440)</b>	<b>3.400</b>	<b>(3.840)</b>	<b>(112,9%)</b>

(\*) 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 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



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 30 de septiembre de 2022 y 2021:

Mercado	Cifras Acumuladas								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	sept-22	sept-21	Var %	sept-22	sept-21	Var %	sept-22	sept-21	Var %
Residencial	1.855.897	1.823.539	1,8%	549.745	442.533	24,2%	4.846	3.690	31,3%
Comercial	156.494	155.581	0,6%	262.037	195.633	33,9%	1.470	1.566	(6,1%)
Industrial	11.892	12.949	(8,2%)	82.403	66.173	24,5%	133	575	(76,9%)
Otros	43.394	40.708	6,6%	66.775	70.127	(4,8%)	627	1.187	(47,2%)
Peaje	1.701	1.537	10,7%	27.198	20.143	35,0%	3.729	3.191	16,9%
<b>Total</b>	<b>2.069.378</b>	<b>2.034.314</b>	<b>1,7%</b>	<b>988.158</b>	<b>794.609</b>	<b>(19,6%)</b>	<b>10.805</b>	<b>10.209</b>	<b>5,8%</b>

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

Mercado	Cifras Trimestrales								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	3T2022	3T2021	Var %	3T2022	3T2021	Var %	3T2022	3T2021	Var %
Residencial	11.834	9.440	25,4%	216.199	69.144	212,7%	1.782	1.191	49,5%
Comercial	327	1.191	(72,5%)	100.536	62.869	59,9%	494	426	16,1%
Industrial	(67)	524	(112,7%)	28.501	20.053	42,1%	24	203	(88,3%)
Otros	151	259	(41,6%)	26.869	22.710	0,0%	243	678	(64,1%)
Peaje	41	67	(38,8%)	14.152	7.853	80,2%	1.234	1.094	12,8%
<b>Total</b>	<b>12.286</b>	<b>11.481</b>	<b>7,0%</b>	<b>386.257</b>	<b>182.629</b>	<b>111,5%</b>	<b>3.777</b>	<b>3.592</b>	<b>5,1%</b>

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

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

### GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



## I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Distribución Chile S.A. al cierre de septiembre de 2022 fue una utilidad de Ch\$ 14.730 millones, comparado con los Ch\$ 6.982 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 30 de septiembre de 2022 y 2021:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-22	sept-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
<b>Ingresos</b>	<b>1.021.702</b>	<b>836.698</b>	<b>185.004</b>	<b>22,1%</b>	<b>396.195</b>	<b>298.243</b>	<b>97.953</b>	<b>32,8%</b>
Ingresos ordinarios	1.019.797	829.404	190.393	23,0%	396.315	294.842	101.472	34,4%
Otros ingresos de explotación	1.905	7.294	(5.389)	(73,9%)	(120)	3.400	(3.520)	(103,5%)
<b>Aprovisionamientos y Servicios</b>	<b>(897.494)</b>	<b>(716.884)</b>	<b>(180.610)</b>	<b>25,2%</b>	<b>(360.138)</b>	<b>(250.633)</b>	<b>(109.505)</b>	<b>43,7%</b>
Compras de energía	(837.414)	(668.377)	(169.037)	25,3%	(337.459)	(234.073)	(103.386)	44,2%
Gastos de transporte	(31.945)	(29.633)	(2.312)	7,8%	(8.487)	(9.607)	1.120	(11,7%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(28.135)	(18.874)	(9.261)	49,1%	(14.193)	(6.953)	(7.240)	104,1%
<b>Margen de Contribución</b>	<b>124.208</b>	<b>119.814</b>	<b>4.394</b>	<b>3,7%</b>	<b>36.057</b>	<b>47.609</b>	<b>(11.553)</b>	<b>(24,3%)</b>
Trabajos para el inmovilizado	8.775	8.410	365	4,3%	3.033	2.572	460	17,9%
Gastos de personal	(25.302)	(34.992)	9.690	(27,7%)	(8.569)	(7.590)	(980)	12,9%
Otros gastos por naturaleza	(52.188)	(51.842)	(346)	0,7%	(20.879)	(17.228)	(3.651)	21,2%
<b>Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)</b>	<b>55.493</b>	<b>41.390</b>	<b>14.103</b>	<b>34,1%</b>	<b>9.642</b>	<b>25.364</b>	<b>(15.723)</b>	<b>(62,0%)</b>
Depreciación y amortización	(33.742)	(26.907)	(6.835)	25,4%	(11.093)	(9.456)	(1.637)	17,3%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(15.790)	(10.616)	(5.174)	48,7%	(2.913)	(2.879)	(34)	1,2%
<b>Resultado de Explotación (EBIT)</b>	<b>5.961</b>	<b>3.867</b>	<b>2.094</b>	<b>54,2%</b>	<b>(4.364)</b>	<b>13.029</b>	<b>(17.393)</b>	<b>(133,5%)</b>
<b>Resultado Financiero</b>	<b>(8.157)</b>	<b>(3.413)</b>	<b>(4.744)</b>	<b>139,0%</b>	<b>(1.840)</b>	<b>(7.794)</b>	<b>5.954</b>	<b>(76,4%)</b>
Ingresos financieros	18.252	13.977	4.275	30,6%	7.763	4.629	3.133	67,7%
Gastos financieros	(25.454)	(17.402)	(8.052)	46,3%	(9.825)	(10.257)	432	(4,2%)
Resultados por unidades de reajuste	2.999	1.113	1.886	169,5%	509	885	(376)	(42,5%)
Diferencia de cambio	(3.954)	(1.101)	(2.853)	259,1%	(287)	(3.051)	2.764	(90,6%)
<b>Otros Resultados distintos de la Operación</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>(0)</b>	<b>-</b>
Sociedades contabilizadas por método de participación	-	1	(1)	-	-	0	(0)	0,0%
<b>Resultado Antes de Impuestos</b>	<b>(2.196)</b>	<b>455</b>	<b>(2.651)</b>	<b>(582,6%)</b>	<b>(6.204)</b>	<b>5.235</b>	<b>(11.439)</b>	<b>(218,5%)</b>
Impuesto sobre sociedades	16.926	6.527	10.400	159,3%	6.611	613	5.998	978,3%
<b>Resultado del Periodo</b>	<b>14.730</b>	<b>6.982</b>	<b>7.748</b>	<b>111,0%</b>	<b>407</b>	<b>5.848</b>	<b>(5.441)</b>	<b>(93,1%)</b>
<b>Resultado atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>14.730</b>	<b>6.982</b>	<b>7.748</b>	<b>111,0%</b>	<b>407</b>	<b>5.848</b>	<b>(5.441)</b>	<b>(93,1%)</b>
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	(0)	-	(0)	-
<b>Utilidad por acción \$ (*)</b>	<b>12,80</b>	<b>6,07</b>	<b>6,73</b>	<b>111,0%</b>	<b>0,35</b>	<b>5,08</b>	<b>(4,73)</b>	<b>(93,1%)</b>

(\*) Al 31 de junio de 2022 y 2021, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 1.150.742.161



## RESULTADO DE EXPLOTACION (EBITDA)

El **EBITDA** consolidado ascendió a Ch\$ 55.493 millones al 30 de septiembre de 2022, lo que representa un aumento del 34,1% respecto del mismo periodo del año anterior, donde alcanzó los Ch\$ 41.390 millones.

Los **Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 1.021.702 millones**, mostrando un aumento de Ch\$ 185.004 millones, equivalente a un aumento del 22,1% que se explica principalmente por:

- **Mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 193.549 millones**, debido a: (i) un aumento del precio medio de venta por Ch\$ 139.112 millones, como consecuencia de un mayor efecto de tipo de cambio y (ii) una mayor venta física de energía (+595 GWh), fundamentalmente por un aumento de la demanda en el segmento residencial por Ch\$ 54.437 millones.
- **Mayores ingresos en otras ventas por Ch\$ 644 millones**, explicado fundamentalmente por mayores prestaciones por negocios no regulados como traslado de redes y empalmes.

Lo anterior, fue compensado por:

- **Menores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 3.800 millones**, fundamentalmente por menores otras prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público.
- **Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 5.389 millones**, explicado principalmente por: (i) menor ingreso por recuperación de consumos no registrados (CNR) por Ch\$ 1.967 millones, (ii) menor ingreso por reverso de provisión registrado en el período 2021, producto de la revocación de multa SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) por Ch\$ 1.311 millones, (iii) menores ingreso por el aumento en compensaciones a clientes por Ch\$ 2.167 millones, lo anterior compensado parcialmente por (iv) el aumento de multas a proveedores por Ch\$ 56 millones.

Los Ingresos de Explotación del **3T 2022** fueron de Ch\$ 396.195 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 97.953 millones, equivalente a un 32,8% de aumento, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por:

- **Mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 103.629 millones**, debido principalmente a: (i) un aumento en el precio medio de venta, como consecuencia de un mayor efecto de tipo de cambio por Ch\$84.883 millones y (ii) mayor venta física de energía (+183 GWh) por Ch\$ 18.746 millones.
- **Menores ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 1.104 millones**, explicado fundamentalmente por menores otras prestaciones a terceros.
- **Menores otras ventas por Ch\$ 1.052 millones**, explicado fundamentalmente por menores otras ventas de productos de valor añadido.
- **Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 3.520 millones**, explicado por: (i) menores ingresos por sanciones a clientes (por consumos no registrados) por Ch\$ 1.250 millones, y (ii) por menor compensación por daños y similares por Ch\$2.270 millones.

Los **costos de explotación ascendieron a Ch\$ 897.494 millones**, lo que representa un aumento de Ch\$ 180.610 millones, equivalente a un aumento del 25,2% respecto al período anterior, que se explica por:

- **Mayores compras de energía** por Ch\$ 169.037 millones, debido principalmente a un mayor precio medio de compra por Ch\$ 143.606 millones, y una mayor compra física en el periodo (+482 GWh) por Ch\$ 25.431 millones.
- **Mayores gastos de transporte** por peajes de transmisión zonal por Ch\$ 2.312 millones, debido a mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión.
- **Mayores otros costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 9.261 millones**, explicado principalmente por i) mayor reconocimiento de multas SEC por Ch\$ 8.588 millones y ii) por mayores costos por servicios de valor agregado por Ch\$ 673 millones.

Durante el **3T 2022**, los Costos de Explotación ascendieron a Ch\$ 360.138 millones, aumentando en Ch\$ 109.505 millones respecto al 3T 2021. Esta variación se explica principalmente por:

- **Mayores costos por compra de energía** por Ch\$103.386 millones, explicado por un mayor precio medio de compra por Ch\$ 89.892 millones, y una mayor compra física en el trimestre (+125 GWh) por Ch\$ 13.494 millones.
- **Menores gastos de transporte por peajes de transmisión zonal** por Ch\$ 1.120 millones, debido a mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión.
- **Mayores otros costos de aprovisionamientos y servicios** por Ch\$ 7.239 millones, explicado principalmente por i) mayor reconocimiento de multas SEC por Ch\$ 5.361 millones y ii) por mayores costos por servicios de valor agregado por Ch\$ 1.879 millones.

**Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$16.527 millones al 30 de septiembre de 2022**, lo que representa una disminución de Ch\$ 10.055 millones respecto de septiembre de 2021, como consecuencia de: (i) Menores gastos incurridos en pago por bono no recurrente de acuerdo de negociación colectiva por Ch\$ 3.892 millones, (ii) una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 365 millones, (iii) menor gasto por programa de retiro voluntario por Ch\$ 6.815 millones y (vi) menores costos relacionados con bonos anuales, uso de vacaciones, salud y calidad de vida, entre otros por Ch\$ 299 millones. Todo lo anterior compensado por (v) mayores costos asociados a reajustes (IPC) por Ch\$1.316 millones.

En lo que respecta al **3T 2022**, los gastos de personal aumentaron en Ch\$ 520 millones, explicado por un mayor gasto asociado a reajuste (IPC) de remuneraciones y por una mayor plantilla de personal por Ch\$ 980 millones, compensado por una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 460 millones.

**Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 52.188 millones al 30 de septiembre de 2022**, lo que representa un aumento de Ch\$ 346 millones respecto al periodo anterior, explicado por mayores 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.

Con relación al **3T 2022**, **los otros gastos** aumentaron Ch\$ 3.351 millones, explicado por mayores servicios de reparación y mantenimiento.

## Depreciación, Amortización y Deterioro:

La depreciación, amortización y deterioro presentaron un aumento de Ch\$ 12.009 millones respecto del mismo periodo de 2021, explicado principalmente por (i) mayor amortización de intangibles por desarrollos informáticos por Ch\$ 4.779 millones, (ii) mayor depreciación del activo inmovilizado, producto de la finalización de obras y el traspaso a explotación por Ch\$ 2.422 millones, y (iii) aumento de Pérdidas por Deterioro (NIIF 9) Ch\$ 5.174 millones debido fundamentalmente a una mayor deuda de clientes, lo que produce un aumento de la pérdida crediticia esperada de cuentas por cobrar, todo lo anterior compensado por una menor amortización de activos en Leasing (NIIF 16) por Ch\$ 366 millones.

Respecto al **3T 2022**, la depreciación, amortización y deterioro ascendió a Ch\$ 14.006 millones, presentando un aumento de Ch\$ 1.671 millones respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica por (i) una mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y financieras por Ch\$ 34 millones, debido fundamentalmente a una mayor deuda de clientes, y por (ii) un mayor gasto en depreciación y amortización por Ch\$ 1.637 millones, principalmente por efecto de nuevas adiciones del periodo.

## Resultado No Operacional:

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados al 30 de septiembre de 2022 y 2021:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-22	sept-21	Variación	%	3T2022	3T2021	Variación	%
Ingresos Financieros	18.252	13.977	4.275	30,6%	7.763	4.629	3.133	67,7%
Gastos Financieros	(25.454)	(17.402)	(8.052)	46,3%	(9.825)	(10.257)	432	(4,2%)
Diferencias de Cambio	(3.954)	(1.101)	(2.853)	259,1%	(287)	(3.051)	2.764	(90,6%)
Resultados por Unidades de Reajuste	2.999	1.113	1.886	169,5%	509	885	(376)	(42,5%)
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(8.157)</b>	<b>(3.413)</b>	<b>(4.744)</b>	<b>139,0%</b>	<b>(1.840)</b>	<b>(7.794)</b>	<b>5.954</b>	<b>(76,4%)</b>
<b>Resultado Antes de Impuesto</b>	<b>(2.196)</b>	<b>455</b>	<b>(2.651)</b>	<b>(582,6%)</b>	<b>(6.204)</b>	<b>5.235</b>	<b>(11.439)</b>	<b>(218,5%)</b>
Impuesto sobre Sociedades	16.926	6.527	10.400	159,3%	6.611	613	5.998	978,3%
<b>Resultado del Año</b>	<b>14.730</b>	<b>6.982</b>	<b>7.749</b>	<b>111,0%</b>	<b>407</b>	<b>5.848</b>	<b>(5.441)</b>	<b>(93,1%)</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<b>14.730</b>	<b>6.982</b>	<b>7.748</b>	<b>111,0%</b>	<b>407</b>	<b>5.848</b>	<b>(5.441)</b>	<b>(93,1%)</b>
Atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-

## Resultado Financiero

El resultado financiero al 30 de septiembre del 2022 alcanzó una pérdida de Ch\$ 8.157 millones, lo que representa una disminución de Ch\$ 4.744 millones con respecto a la pérdida de Ch\$ 3.413 millones obtenida en el mismo período de 2021. Respecto al 3T 2022, el resultado financiero alcanzó una menor pérdida de Ch\$ 5.954 millones.

Estos resultados están principalmente explicados por:

**Mayores ingresos financieros** por Ch\$ 4.275 millones, que se explican principalmente por mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 3.260 millones, por un mayor resultado financiero por operaciones con bancos por Ch\$ 2.512 millones, compensado por menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 1.610 millones.

**Durante el 3T de 2022**, los ingresos financieros aumentaron en Ch\$ 3.133 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente por mayores ingresos por mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$1.249 millones y por un mayor rendimiento financiero por operaciones con bancos por Ch\$ 1.835 millones.

**Mayores gastos financieros** por Ch\$ 8.052 millones, principalmente explicados por (i) mayores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado y Contratos de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 12.105 millones, (ii) por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 3.266 millones, (iii) por mayores gastos financieros y comisiones bancarias por Ch\$ 562 millones. Lo anterior compensado por menores gastos financieros por convenios comerciales con clientes Ch\$ 6.271 millones y por menores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 1.610 millones.

**Durante el 3T de 2022** los gastos financieros disminuyeron en Ch\$ 432 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente explicados por menores gastos financieros por convenios comerciales con clientes Ch\$ 6.049 millones, compensado por mayores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado y Contratos de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 4.236 millones y por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 1.512 millones.

**Utilidad por unidades de reajuste** por Ch\$ 1.886 millones, explicados principalmente por un mayor reajuste en impuestos por recuperar por Ch\$ 1.953 millones.

**Durante el 3T de 2022**, el resultado por unidades de reajustes tuvo una menor utilidad de Ch\$ 376 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicados principalmente menor utilidad en cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 768 millones, compensado por una mayor utilidad por reajuste en impuestos por recuperar por Ch\$ 442 millones.

**Mayor pérdida por diferencias de cambio** por Ch\$ 2.853 millones, explicado principalmente por una mayor diferencia de cambio negativa del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 2.903 millones, por una mayor diferencia de cambio negativa generada en las cuentas comerciales por Ch\$ 2.022 millones, compensado por una mayor diferencia de cambio positiva generada por la liquidación de contratos forwards por Ch\$ 2.211 millones.

**Durante el 3T de 2022** hubo una menor pérdida por diferencia de cambio por Ch\$ 2.764 millones explicado principalmente por una mayor diferencia de cambio negativa generada por la liquidación de contratos forwards por Ch\$ 3.656 millones, compensado por una mayor diferencia de cambio negativa del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 381 millones y por una mayor diferencia de cambio negativa generada en las cuentas comerciales por Ch\$ 489 millones.

La Compañía registró durante el periodo una utilidad y una pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 55.747 millones, por la dolarización de las cuentas por cobrar y por pagar, estos efectos se neutralizan en resultado (principio de passthrough).

### **Impuesto sobre Sociedades**

**El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 16.926 millones (utilidad) a septiembre 2022**, lo que representa una mayor utilidad por impuesto de Ch\$10.400 millones respecto del periodo anterior. Esta variación se explica principalmente por una mayor utilidad por impuesto de Ch\$ 13.194 millones por efectos de corrección monetaria, la que se compensa con: i) un mayor gasto por impuesto de Ch\$ 1.186 millones correspondiente a mejor resultado operacionales de la compañía; y ii) un mayor gasto por impuesto de Ch\$ 1.766 millones correspondiente a mayores pagos multas SEC.

Con respecto al tercer trimestre del 2022 el Impuesto a las Ganancias sobre las Sociedades ascendió a Ch\$ 6.611 millones (utilidad), lo que representa una mayor utilidad por impuesto de Ch\$ 5.998 millones respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: i) una mayor utilidad por impuesto en resultados por Ch\$ 4.940 millones asociado a corrección monetaria; ii) una mayor utilidad por impuesto por Ch\$ 3.119 millones por menores resultados operacionales de la compañía. Todo esto compensado por un mayor gasto por impuesto de Ch\$ 1.766 millones por mayores pagos multas SEC.

## **2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA**

<b>ACTIVOS</b> (en millones de Ch\$)	<b>sept-22</b>	<b>dic-21</b>	<b>Variación</b>	<b>Var %</b>
Activos Corrientes	586.306	355.550	230.755	64,9%
Activos No Corrientes	1.389.415	1.276.352	113.062	8,9%
<b>Total Activos</b>	<b>1.975.720</b>	<b>1.631.903</b>	<b>343.817</b>	<b>21,1%</b>

Los **Activos Totales** de la Compañía, al 30 de septiembre de 2022, **aumentaron en Ch\$ 343.817 millones**, correspondiente a un 64,9%, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2021, principalmente explicado por lo siguiente:

Los **Activos Corrientes** presentaron un **aumento de Ch\$ 230.755 millones** al 30 de septiembre de 2022 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Aumento del Efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 181 millones**, que se explica principalmente por un mayor saldo en bancos
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 227.576 millones**, debido principalmente por una mayor facturación de energía en el periodo por Ch\$ 73.657 millones, una mayor provisión de tarifas pendientes de aplicar a clientes por Ch\$ 172.330 millones, mayores anticipos a proveedores por Ch\$ 3.244 y un mayor crédito por convenio asociado a Ley de Servicios Básicos por Ch\$ 1.870 , lo anterior compensado por una mayor recaudación por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 13.824, incremento en la estimación de deudores incobrables por Ch\$ 7.508 millones, una disminución por pagos de bonos de cuentas por cobrar al personal por Ch\$ 1.729 millones y castigos de clientes de energía de energía por Ch\$464 millones

- **Aumento de otros activos financieros corrientes por Ch\$ 2.375 millones**, que se explica por mayores forwards de cobertura.
- **Disminución de otros activos no financieros corrientes en Ch\$ 1.453 millones**, que se explica principalmente por (i) disminución por devolución de impuestos (IVA) por Ch\$ 1.239 millones y (ii) disminución de gastos anticipados de seguros por Ch\$ 214 millones.
- **Disminución de Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 2.641 millones**, explicado por el aumento de impuestos por recuperar de años anteriores.
- **Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 3.751 millones**, que se explica principalmente por aumento de cuentas por cobrar por caja centralizada y otros servicios a Enel Chile por Ch\$ 12.691 millones, lo anterior compensado por i) menores cuentas por cobrar a Enel Transmisión Chile S.A. por otros servicios por Ch\$ 7.022 millones, ii) menores cuentas a cobrar por otros servicios a Enel X Chile Spa por Ch\$ 483 millones, iii) menores cuentas a cobrar por otros servicios a Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 760 millones, y iv) menores cuentas a cobrar por otros servicios a Enel Chile S.A. por Ch\$ 710 millones.

Los **Activos No Corrientes aumentaron en Ch\$ 113.062 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2021, alcanzando los Ch\$ 1.389.415 millones al 30 de septiembre de 2022. 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\$ 41.974 millones**, que se explica, principalmente por la actualización en el Precio de Estabilización a Clientes (PEC) según la Ley N°21.185 del ministerio de Energía, por Ch\$ 48.814 millones, compensado por la disminución de deudores por Leasing de largo plazo por Ch\$ 6.564 millones y disminución de otras cuentas por cobrar por Ch\$ 276 millones.
- **Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 50.121 millones**, que corresponde principalmente a nuevas inversiones del período por Ch\$ 67.165 millones y aumento de inventario de materiales y repuestos para activo fijo por Ch\$ 8.370 millones, parcialmente compensado por la mayor depreciación del período por Ch\$ 24.987 millones.
- **Aumento neto de Intangibles distintos a la plusvalía por Ch\$ 7.529 millones**, que corresponde principalmente a un incremento de inversiones del período por Ch\$ 15.083 millones, lo que se compensa por la mayor amortización del período por Ch\$ 8.285 millones.
- **Aumento de Activos por Impuestos Diferidos Ch\$ 14.082 millones**, que corresponde principalmente a un efecto positivo generado por depreciación de activo fijo por Ch\$ 19.684 millones y de otros impuestos diferidos por Ch\$ 2.758 millones, que se compensa parcialmente por un efecto negativo de provisiones por Ch\$ 8.360 millones.



# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

### GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	sept-22	dic-21	Variación	Var %
Pasivo Corriente	734.761	597.096	137.665	23,1%
Pasivo No corriente	547.804	355.313	192.491	54,2%
Patrimonio Total	693.155	679.494	13.662	2,0%
Atribuible a los propietarios de la controladora	693.155	679.494	13.662	2,0%
Participaciones no controladoras	-	-	-	0,0%
<b>Total Patrimonio y Pasivos</b>	<b>1.975.720</b>	<b>1.631.903</b>	<b>343.817</b>	<b>21,1%</b>

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, al 30 de septiembre de 2022, incluido el Patrimonio, aumentaron en **Ch\$ 343.817 millones** comparado con el total de pasivos al 31 de diciembre de 2021, principalmente como consecuencia de:

Los **Pasivos Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 137.665 millones**, que se compone de las variaciones de los principales rubros que lo conforman, las cuales se explican a continuación:

- **Aumento de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 107.301 millones**, que se explica principalmente por i) mayores cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 91.839 millones, ii) mayores cuentas por pagar por compra de activos por Ch\$ 6.468 millones, y iii) mayores cuentas por pagar por bienes y servicios por Ch\$ 11.648 millones, todo lo anterior compensado por menores cuentas por pagar al personal y otras cuentas por pagar Ch\$ 2.654 millones.
- **Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 20.175 millones**, que explica principalmente por (i) mayores obligaciones con Enel Generación Chile S.A. por concepto de compras de energía por Ch\$ 76.608 millones, (ii) mayores obligaciones con Enel Global Infrastructure and Network por servicios técnicos e informáticos por Ch\$ 6.525 millones, (iii) aumento de préstamo estructurado con Enel Chile S.A. por Ch\$ 2.956 millones, (iv) mayores obligaciones con Enel Global Services por servicios técnicos e informáticos por Ch\$ 2.282 millones, todo lo anterior compensado por (v) menores obligaciones con Enel Chile S.A. producto de un mayor nivel de flujos recibidos a través de caja centralizada por Ch\$ 63.588 millones y menores dividendos por pagar por Ch\$ 4.955 millones.
- **Aumento de Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 11.046 millones**, se explica principalmente por mayores obligaciones de impuestos por Ch\$ 9.913 millones y aumento de obligaciones por trabajos en construcción de empalmes y traslado de redes por Ch\$ 1.133 millones.

Los **Pasivos No Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 192.491 millones** al 30 de septiembre de 2022, y se explica como sigue:

- **Aumento de otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 32.722 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.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 160.335 millones**, que corresponde a un aumento préstamo con la matriz Enel Chile S.A. por Ch\$ 134.000 millones, cuenta por pagar por compra de energía con Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 25.812 millones y cuenta por pagar por compra de energía con Enel Green Power Chile S.A. por Ch\$ 523 millones.
- **Aumento de otras provisiones no corrientes por Ch\$ 1.886 millones**, se explica por aumento de provisiones de litigios por Ch\$ 2.797 millones, compensado por una disminución de provisiones por planes de reestructuración por Ch\$ 911 millones.
- **Disminución de provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por Ch\$ 2.240 millones**, se explica por menores obligaciones por beneficios post-jubilatorios.

**El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 693.932 millones al 30 de septiembre de 2022**

- **El patrimonio neto aumento en Ch\$ 13.662 millones respecto de diciembre de 2021** y se explica por un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 16.995 millones y por el aumento de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 3.333 millones.

**La evolución de los principales indicadores financieros es la siguiente:**

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	sept-22	dic-21	sept-21	Variación	Variación %
<b>Liquidez</b>	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,80	0,60		0,20	33,3%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,79	0,59		0,20	33,9%
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(148.456)	(241.545)		93.089	(38,5%)
<b>Endeudamiento</b>	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,85	1,40		0,45	32,1%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	57,0%	63,0%		(6,0%)	(9,5%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	43,0%	37,0%		6,0%	16,2%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	2,10	2,52		(0,42)	(16,7%)
<b>Rentabilidad</b>	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	0,58%		-2,0%	2,6%	129,2%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	3,6%		5,4%	(1,8%)	(34,1%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	1,4%		2,8%	(1,4%)	(51,7%)

(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 30 de septiembre y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

La **liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2022 alcanzó 0,80 veces, presentando un aumento de 33,3 % respecto a diciembre de 2021. Este aumento está explicado fundamentalmente por el aumento de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, y por un aumento de cuentas por pagar a entidades relacionadas y cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.

La **razón ácida** al 30 de septiembre de 2022, alcanzo 0,79 veces, presentando un aumento de 33,9% con respecto al 31 de diciembre de 2021, también explicado principalmente por el aumento de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, y por el aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas y cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.

El **capital de trabajo** negativo al 30 de septiembre de 2022 fue de menos Ch\$148.456 millones, presentando una variación positiva de Ch\$ 93.089 millones respecto a diciembre de 2021, lo que es explicado fundamentalmente por el incremento de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por un total de Ch\$ 233.703 millones, lo anterior compensado parcialmente por un aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas y cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 138.522 millones.

La **razón de endeudamiento** se sitúa en 1,85 veces, lo que indica que Enel Distribución Chile S.A. tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 1,85 veces para el período de seis meses terminado al 30 de septiembre de 2022, versus el 1,40 veces al 31 de diciembre de 2021. Esto muestra una situación de empeoramiento de la situación de endeudamiento, lo que es explicado

principalmente por el aumento neto de cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes y no corrientes.

La **cobertura de costos financieros** a septiembre de 2022 fue de 2,10 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. Este indicador respecto de diciembre de 2021 muestra una disminución, explicado fundamentalmente por mayores costos financieros a septiembre de 2022.

El **índice de rentabilidad** medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación aumento un 129,2% con respecto a igual período del año anterior, alcanzando un 0,6% al 30 de septiembre de 2022, debido principalmente por aumento del margen de contribución y una disminución de los costos de personal.

La **rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de un 3,6% por el período terminado al 30 de septiembre de 2022, lo que representa una disminución de un 34,1% respecto del mismo período del año anterior.

La **rentabilidad de los activos** fue de un 1,4% por el período terminado al 30 de septiembre de 2022, lo que representa una disminución de 51,7% respecto del ejercicio anterior fundamentalmente por menores resultados anualizados a septiembre de 2022.

### **3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO**

El Grupo Enel Distribución Chile S.A. generó un flujo de efectivo neto positivo de Ch\$ 3.907 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2022, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 5.527 millones con respecto a septiembre de 2021.

<b>FLUJOS DE EFECTIVO</b> <b>(en millones de Ch\$)</b>	<b>sept-22</b>	<b>sept-21</b>	<b>Variación</b>	<b>Var %</b>
Flujo de Operación	20.640	23.297	(2.657)	(11,4%)
Flujo de Inversión	(65.876)	(55.838)	(10.038)	18,0%
Flujo de Financiamiento	49.143	30.919	18.224	58,9%
<b>Flujo neto del período</b>	<b>3.907</b>	<b>(1.622)</b>	<b>5.529</b>	<b>(340,9%)</b>

**Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación presentan un monto negativo por Ch\$ 20.640 millones, por el periodo de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2022**, estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$1.239.075 millones, cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por Ch\$ 8.080 millones, cobro de impuestos a las ganancias por Ch\$ 4.021 millones, cobros por beneficios de pólizas suscritas por Ch\$ 356 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$ 522 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 1.198.848 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 24.007 millones, otras salidas de efectivo por Ch\$7.509 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 7.509 millones, y pagos por primas de pólizas suscritas por Ch\$ 126 millones.

**La menor entrada de caja por Ch\$ 2.657 millones** en el flujo de operación respecto a septiembre de 2021, se debe en gran medida a un mayor pago a proveedores por Ch\$120.057 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayores cobros por venta de bienes y servicios por Ch\$ 83.441 millones, además la variación considera (ii) una menor salida de caja durante el periodo 2022 respecto del año anterior por Ch\$ 33.959 millones, producto de menores pagos a cuenta de empleados por Ch\$ 2.586 millones, menores pagos de otras actividades de operación Ch\$ 17.816 millones y menor pago de impuesto a las ganancias por Ch\$ 9.718 millones.

**Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión presentan un monto negativo de Ch\$ 65.876 millones, en el periodo de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2022**, estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por préstamos a entidades relacionadas por Ch\$ 369.730 millones, incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 54.658 millones, compra de activos intangibles por Ch\$ 3.430 millones, pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por Ch\$ 5.384 millones. Lo anterior compensado por cobros a entidades relacionadas por Ch\$ 357.037 millones, cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por Ch\$ 7.314 millones e intereses recibidos por Ch\$ 2.975 millones.

**La mayor salida de caja por Ch\$ 10.038 millones** en el flujo de inversión, respecto a septiembre 2021, se explica fundamentalmente por i) mayor salida de flujos de efectivo por pago (liquidación) de derivados financieros Ch\$ 4.417 millones, ii) mayor salida de flujos de efectivo por compra de propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 3.405 millones y iii) mayor salida de efectivo por préstamos a empresas relacionadas por Ch\$ 2.216 millones.

**Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación presentan un monto positivo de Ch\$ 49.142 millones, en el periodo de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2022**, este flujo está originado principalmente por fondos recibidos mediante el Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 471.162 millones, compensado por fondos invertidos, mediante el Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 400.437 millones, pago de dividendos por Ch\$ 8.569 millones, intereses pagados por Ch\$ 12.698 millones y pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 334 millones.

**La variación positiva de Ch\$ 18.224 millones** en el flujo de financiamiento respecto a septiembre de 2022, se explica fundamentalmente por menores dividendos pagados por Ch\$ 11.548 millones y mayor pago de préstamos de empresas relacionadas por Ch\$ 6.676 millones.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

### GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



A continuación, se presentan los desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo y su depreciación, para los ejercicios terminados al 30 de septiembre de 2022 y 2021:

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
	sept-22	sept-21	sept-22	sept-21
Enel Distribución Chile	54.226	50.903	24.692	22.339
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	432	350	295	225
<b>Total Consolidado Grupo</b>	<b>54.658</b>	<b>51.253</b>	<b>24.987</b>	<b>22.564</b>

Las erogaciones de caja ascendieron a Ch\$ 54.658 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 Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) definido a nivel de 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 aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Distribución Chile, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento, monitoreo 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 control y gestión de riesgos dentro de la 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 de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; compliance; y operacional; y 38 sub-categorías de riesgos para identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar sus riesgos.

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 de Enel Distribución Chile, 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:

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:

	30-06-2022	31-12-2021
	%	%
Tasa de interés fija	49%	33%

Este ratio considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.

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.

Al 30 de septiembre de 2022, 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 pérdida después de impuestos para el año habría sido de M\$11.862.793, M\$10.104.634, principalmente como resultado de un gasto por intereses mayor/menor por préstamos con empresas relacionadas.

### **Riesgo de tipo de cambio**

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

- Pagos por 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.

Las transacciones que están sujetas al riesgo de tipo de cambio al 30 de septiembre de 2022 corresponden principalmente a saldos de disponible de bancos en moneda extranjera por un monto de M\$255.696 que se encuentra indexado al dólar estadounidense y otras monedas.

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

Durante el tercer trimestre del 2022, 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.

## **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.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras ver Notas N°9.1.d).

El riesgo de liquidez se considera bajo, debido a la política de caja centralizada con Enel Chile, evidenciada con contratos de caja centralizada que garantizan que en caso de eventuales déficit estos sean cubiertos a través de la aplicación de estos contratos o en la medida que exista un excedente de caja, ésta puede ser invertido a través de este mismo contrato.

Al 30 de septiembre de 2022, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$2.013.166 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2021, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$1.832.132, en efectivo y otros medios equivalentes.

## **Riesgo de crédito**

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, con fecha de 8 de agosto de 2020, fue publicada la Ley 21.249 Servicios Básico y durante 2021 se publicaron dos prórrogas a la Ley 21.249 Servicios Básicos la cual dispone, de manera excepcional, medidas en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. La normativa estableció, hasta el 31 de diciembre de 2021, la prohibición de corte de suministro a clientes residenciales (también a hospitales, centros de salud, hogares de menores y adultos mayores, organizaciones sin fines de lucro y microempresas, entre otros). En febrero de 2022, la Ley N°21.423 estableció un cronograma de pagos para todas las deudas derivadas de la aplicación de la Ley N°21.249 y sus prórrogas, es decir para las deudas contraídas en el período 18 de marzo de 2020 hasta 31 de diciembre de 2021, para los clientes que tengan un consumo promedio de 2021 de menos de 250 kWh y que tengan deuda del período antes indicado al 11 de febrero 2022, a través del cual cada cliente recibirá un subsidio en 48 cuotas mensuales iguales, con un límite máximo equivalente al 15% de su facturación mensual promedio del año 2021.

El saldo de la deuda que no pueda estar cubierta en las 48 cuotas será absorbido en parte (50%) por la empresa y el resto será aplicado a las tarifas de distribución en el proceso tarifario posterior al fin de las 48 cuotas (cuota 49). El sistema de cobro comenzará el 01 de agosto 2022. Según nuevo oficio circular N°140.129 del 30 de septiembre del 2022, el cliente ya no pierde su subsidio de forma completa en caso de no mantener su cuenta al día, si no que perderá el subsidio mensualmente tras haber transcurrido 45 días impagos desde el vencimiento del primer documento en el cual fue cargado el subsidio. Por lo tanto, se cargará solo cuota de prorrateo como saldo anterior hasta que regularice su situación.

La cartera del Grupo ha demostrado, hasta la fecha, resiliencia ante la crisis pandémica mundial. Todo esto gracias a un fortalecimiento de los canales de cobranza digital y una sólida diversificación de clientes comerciales que han tenido una baja exposición a los impactos del COVID.

**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).

### **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, 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”), sus modificaciones posteriores 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.

Bajo la supervigilancia 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, fijar las normas técnicas, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar programas de obras indicativas de nuevas centrales 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, transmisión, 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 imponen 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°176 de la Comisión Nacional de Energía y sus modificaciones, 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 - 2022**

#### **(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 MMUSD1.350 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°21.304 - 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.

Con fecha 9 de mayo de 2022, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°65/2022 correspondiente a la aprobación del Reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes, de conformidad a lo señalado en los artículos 207°-1 y siguientes de la ley general de servicios eléctricos.

**(v) 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.

Con fecha 25 de febrero, bajo el Decreto Supremo N°12, se ha promulgado el Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos, el cual ha ingresado a Contraloría General de la República con fecha 13 de mayo de 2022. Este decreto aún no toma razón por parte de la Contraloría General de la República. Una vez publicado en el Diario Oficial entrará en vigor.

Con fecha 4 de marzo de 2022, se ha promulgado el Plan Nacional de Eficiencia Energética, el cual fue retirado el día 30 de junio de 2022 de Contraloría General de la República por parte del Ministerio de Energía.

Este Plan fue elaborado en base al artículo 1 de la Ley de Eficiencia Energética, la cual indica que, cada cinco años el Ministerio de Energía deberá elaborar un Plan Nacional de Eficiencia Energética que deberá comprender, al menos las siguientes materias: eficiencia energética residencial; estándares mínimos y etiquetado de artefactos; eficiencia energética en la edificación y el transporte; eficiencia energética y ciudades inteligentes; eficiencia energética en los sectores productivos y educación y capacitación en eficiencia energética. Además, deberá establecer metas de corto, mediano y largo plazo, así como los planes, programas y acciones necesarios para alcanzar dichas metas.

Con fecha 13 de septiembre de 2022, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°28 correspondiente al Reglamento sobre Gestión Energética de los consumidores con capacidad de gestión de energía y de los organismos públicos, a que se refieren los artículos 2° y 5° de la Ley N°21.305.

**(vi) 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.**

El 8 de agosto de 2020 se aprobó la Ley de Servicios Básicos que contempló medidas extraordinarias de apoyo a los clientes más vulnerables. Entre las medidas realizadas, fue 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 29 de diciembre de 2020 se promulgó la Ley N°21.301, que modificó 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.

El 13 de mayo de 2021 se promulgó la Ley N°21.340, que prorrogó los efectos de la Ley N°21.249 hasta el 31 de diciembre de 2021. La cantidad de cuotas se modifica a máximo 48 en reemplazo de las 36 cuotas máximas definidas con anterioridad.

**(vii) Ley N°21.423 - Regula el prorrato y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia covid-19 y establece subsidios a clientes vulnerables**

El 11 de febrero de 2022 se publicó la Ley que Regula el prorrato y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia covid-19, y establece subsidios a clientes vulnerables, de modo que éstos puedan enfrentar las deudas eléctricas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 efectuadas por boletas vencidas.

La ley señala que las deudas de los clientes con un consumo promedio no superior a los 250 kWh al mes durante 2021 serán divididas automáticamente en 48 cuotas mensuales. Estas cuotas no podrán exceder el 15% del valor de la cuenta promedio mensual. Estos clientes recibirán un subsidio del Estado equivalente a ese mismo valor (el 15% del valor de la cuenta promedio mensual), por lo que, en la práctica, los usuarios sólo deberán cancelar su consumo eléctrico mensual y mantener su cuenta al día.

En el caso de los clientes con consumo promedio mensual en 2021, superior a 250 kWh al mes, se amplió el plazo, hasta el 31 de marzo de 2022, para que se acerquen a sus compañías distribuidoras eléctricas y puedan prorratar la totalidad de su deuda en hasta 48 cuotas, sin multas ni intereses asociados.

Con fecha 23 de junio, el Ministerio de Energía publicó el Procedimiento para el pago de los subsidios establecidos en la ley N°21.423, que regula el prorrato y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia COVID-19, y establece subsidios a clientes vulnerables.

Con fecha 30 de septiembre de 2022, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante Oficio Circular N°140129, modificó la instrucción del Oficio Circular SEC N°119977, respecto del cese del beneficio del subsidio de los clientes. Dentro de las modificaciones señaladas, se encuentra la del reintegro del beneficio una vez

regularizada la condición de no pago que mantenga el cliente con la empresa concesionaria respectiva.

**(viii) Ley 21.472 – Crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios.**

Con fecha 2 de agosto de 2022, el Ministerio de Energía publica la Ley N°21.472 que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Por medio de esta Ley se establece un Mecanismo Transitorio de Protección al cliente (MPC) que estabilizará los precios de la energía, para el Sistema Eléctrico Nacional y los sistemas medianos complementario a aquel establecido en la ley N°21.185, para los clientes sujetos a regulación de precios suministrados por empresas concesionarias de servicio público de distribución regulados por la Ley General de Servicios Eléctricos. El MPC tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia, y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación. Los recursos contabilizados en la operación del MPC no podrán superar los 1.800 millones de dólares de los Estados Unidos de América, y su vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de esta ley. A partir del año 2023, la Comisión Nacional de Energía deberá proyectar semestralmente el pago total del Saldo Final Restante para una fecha que no podrá ser posterior al día 31 de diciembre de 2032.

En el marco de la elaboración de la resolución exenta que establece disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N°21.472, la Comisión Nacional de Energía ha enviado para observaciones y comentarios un borrador de la resolución señalada. Con fecha 4 de octubre del presente, se cumplió el plazo para el envío de observaciones a la resolución exenta antes señalada.

**Estrategia Nacional de Electromovilidad**

Con fecha 18 de febrero de 2022 y mediante Resolución Exenta N°8, el Ministerio de Energía aprobó la Estrategia Nacional de Electromovilidad. En ella el Ministerio de Energía será el encargado de liderar la implementación de la estrategia, realizar su seguimiento y efectuar una actualización quinquenal de la misma mediante el apoyo de una Comisión Asesora.

### **Resolución SME N°929/2022 – Grupos electrógenos**

Con fecha 2 de julio de 2022 y mediante Resolución N°929, el Ministerio del Medio Ambiente aprobó el Protocolo de reporte de variables operacionales para fuentes estacionarias tipo grupo electrógenos y deja sin efecto a resolución N°743 Exenta, de fecha 31 de marzo de 2021, de la Superintendencia del Medio Ambiente.

### **Reglamentos Publicados 2019 - 2022**

**Reglamento de Servicios Complementarios:** Con fecha 27 de marzo de 2019 el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°113/2017 correspondiente al reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios a los que se refiere el artículo N°72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos con que deberá contar el Sistema Eléctrico Nacional, 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 que establece las disposiciones aplicables a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación.

**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.

Con fecha 12 de enero, bajo el Decreto Supremo N°3 se ha promulgado el Reglamento de transferencia de potencias establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual ha ingresado a Contraloría General de la Republica con fecha de 17 de febrero de 2022. Este decreto aún no toma razón por parte de Contraloría. Una vez publicada en el Diario Oficial tomará vigencia y derogará el Reglamento de Potencia de Suficiencia vigente.

**Reglamento para medios de generación de pequeña escala:** Con fecha 8 de octubre de 2020, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°88 correspondiente al Reglamento para medios de generación de pequeña escala, el cual fue modificado el 16 de marzo 2022 mediante Decreto N°27.

**Modificación Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos:** Con fecha 14 de junio de 2021 el Ministerio de Energía publica el Decreto N°68 que modifica el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos aprobado mediante el Decreto N°327/1997, en lo relativo a concesiones eléctricas.

**Reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes:** Con fecha 9 de mayo de 2022, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°65 correspondiente al Reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes.

**Reglamento sobre Gestión Energética:** Con fecha 13 de septiembre de 2022, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°28 correspondiente al Reglamento sobre Gestión Energética de los consumidores con capacidad de gestión de energía y de los organismos públicos, a que se refieren los artículos 2° y 5° de la Ley N°21.305.

### **Normas Técnicas**

**Norma técnica de coordinación y operación:** Con fecha 6 de agosto de 2021, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución N°253 aprueba capítulo de los Costos Marginales y capítulo de las Transferencias Económicas y la Coordinación de Mercado, ambos de la norma técnica de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional. Con fecha 3 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía somete a Consulta Pública el capítulo sobre Programación de la Operación de la norma técnica de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional de conformidad con el procedimiento normativo iniciado mediante Resolución Exenta N°390, de 24 de mayo de 2018.

Con fecha 28 de septiembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía somete a Consulta Pública el Capítulo sobre declaración de costos variables de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, de conformidad con el procedimiento normativo indicado mediante Resolución Exenta CNE N°394, de 24 de mayo de 2018.

**Modificación Pliegos Técnicos Normativos:** Con fecha 25 de Abril de 2022, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°11.682 aprueba modificación del Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 Franjas y Distancias de Seguridad y Pliego Técnico Normativo RPTD N°11 Líneas de Alta y Extra Alta Tensión, contenidos en el artículo 10 del Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas Destinadas a la Producción, Transporte, Prestación de Servicios Complementarios, Sistemas de Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica.

**Norma técnica de calidad y servicio para sistemas de distribución:** Con fecha 10 de diciembre de 2019, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°763 aprobó norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución. Con fecha 18 de Julio, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°527, modificó el artículo 7-7 transitorio de la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, ampliando el plazo en un año adicional para el cumplimiento de la implementación de los Sistemas de Gestión y Calidad.

Con fecha 8 de septiembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía informó sobre la dictación de la resolución de inicio del procedimiento normativo de modificación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución y efectúa llamado para manifestar interés en participar en el respectivo comité consultivo, de conformidad al Plan Normativo Anual 2022, aprobado mediante Resolución Exenta N°549, de 2021 y sus modificaciones posteriores.

## **c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro**

### **c.1 Fijación Tarifas de Distribución 2016 - 2020**

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

Con fecha 28 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N°5T del Ministerio de Energía, que actualiza el Decreto N°11T/2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualiza las tarifas 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:

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

Con fecha 12 de julio de 2021, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T/2021, 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 2021.

Con fecha 17 de junio de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T/2022, que fija precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, 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 2022.

Con fecha 28 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta CNE N°475, aprobó el Informe Técnico Definitivo para la fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y del factor de ajuste a que se refiere el numeral 3. del artículo 1° de la Ley N°21.185, de junio 2022, correspondiente a la fijación de precios del segundo semestre del presente año.

Con fecha 6 de septiembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía, mediante Oficio Ordinario N°586, comunicó el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de septiembre de 2022. Además, se señala que, en virtud de la dictación de la Ley N°21.472, la presente fijación reemplazará

el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y del factor de ajuste a que se refiere el numeral 3. del artículo 1º de la Ley N°21.185, de junio de 2022, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°475 de fecha 28 de junio de 2022.

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.

Con fecha 26 de febrero de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T/2021, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de octubre de 2021.

Con fecha 7 de julio de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°3T/2022, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de abril de 2022.

Con fecha 16 de agosto de 2022, la Comisión Nacional de Energía, mediante resolución exenta CNE N°633, se aprueba Informe Técnico Definitivo, de julio de 2022, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional.

c. Precio estabilizado para medios de generación de pequeña escala

Con fecha 22 de febrero de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°5T/2021, el cual fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

Con fecha 26 de febrero de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°14T/2021, el cual fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

vi) Resolución Exenta que fija cargos por uso de los sistemas de transmisión de carga 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.

Con fecha 15 de diciembre de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N° 551, 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 2022.

Con fecha 20 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N° 442, que aprueba la fijación definitiva de los cargos a que se refiere 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 2022.

vii) 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.

viii) 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.

Con fecha 18 de noviembre de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°486, que fija el cargo por servicio público que rige a partir del 1° de diciembre de 2021.

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

## **c.2 Fijación Tarifas de Distribución 2020 - 2024**

El 2 de mayo de 2022, por medio de la Resolución Exenta N°319 de la Comisión Nacional de Energía, se establece plazo de entrega del Informe Final Definitivo (tercera versión),

a más tardar el día 5 de mayo de 2022. El día 4 de mayo de 2022 se recibe Informe Final Definitivo (tercera versión). El día 2 de junio, en sesión extraordinaria vigésima cuarta, el Comité al que se refiere el inciso décimo tercero del artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, ha manifestado su conformidad con el estudio indicado.

El día 7 de junio de 2022, mediante Oficio Ordinario N°384 de la Comisión Nacional de Energía, se informa aprobación del “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020 – 2024”. El 30 de junio de 2022 son enviadas por parte de las empresas participantes del proceso las observaciones al “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020 – 2024”. La CNE tiene un plazo de 40 días hábiles para revisar las observaciones y emitir un nuevo Informe Técnico.

El día 19 de agosto de 2022, mediante Oficio Ordinario N°546 de la Comisión Nacional de Energía, se solicita a las empresas de referencia informar antecedentes complementarios en el marco del proceso de determinación del Valor Agregado de Distribución periodo 2020-2024. El día 2 de septiembre de 2022, mediante Oficio Ordinario N°577 de la Comisión Nacional de Energía, extiende plazo para dar respuesta al Oficio Ordinario N°546/2022. El día 9 de septiembre se enviaron los antecedentes complementarios por parte de las empresas de referencia.

Actualmente, dado que este proceso se encuentra en desarrollo, las tarifas que están siendo aplicadas hasta hoy corresponden a aquellas fijadas en el proceso tarifario 2016 - 2020.

### **c.3 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución 2020 - 2024**

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. Dado que el proceso antes mencionado aún no concluye, se mantiene las tarifas fijadas mediante Decreto N°13T/2018.

### **c.4 Fijación Tarifas de Distribución 2024 – 2028**

El día 10 de mayo de 2022, la CNE somete a Consulta Pública la fijación de Áreas Típicas para el cálculo de componentes del Valor Agregado de Distribución 2024 – 2028, establecidas en el informe contenido en la Resolución Exenta N°330, de 4 de mayo de 2022.

Mediante Resolución Exenta N°432 de fecha 13 de junio de 2022, la CNE establece las normas necesarias para la adecuada implementación del Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Mediante Resolución Exenta N°490 de fecha 30 de junio de 2022, la CNE fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución 2024 – 2028, y deja sin efecto Resolución Exenta N°330, de 4 de mayo de 2022 de la CNE.

Mediante Resolución Exenta N°678 de fecha 29 de agosto de 2022, la CNE Aprueba y comunica Bases Técnicas Preliminares para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028” y del “Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”. El día 28 de septiembre fueron enviadas las observaciones de las Bases Técnicas Preliminares.

### **c.5 Licitaciones de suministro (PPA regulados)**

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.

#### **Licitación 2022**

El 25 de marzo de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°196, realizó el llamado a inscripción en el registro de instituciones y usuarios interesados para realizar observaciones técnicas al informe preliminar de licitaciones de suministro para clientes sometidos a regulación de precios, conforme a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 6 de junio de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°419 comunicó la constitución del Registro de instituciones y usuarios interesados que podrán realizar observaciones al informe preliminar de licitaciones.

El 8 de febrero de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°83 aprobó las Bases Definitivas de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2022/01, el cual fue modificado mediante Decreto N°322 publicado el martes 2 de mayo de 2022. A su vez el día 2 de mayo de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°321 aprobó respuestas a consultas a las Bases de Licitación de Suministro 2022/01.

Con fecha 28 de junio de 2022, la CNE mediante Resolución exenta N°474 aprueba circular Aclaratoria N°2, del proceso "Licitación de Suministro 2022/01", el cual comunica a los interesados la fecha de presentación de propuestas para el día viernes 1 de julio de 2022 y el lugar definido para su realización, junto a información del proceso.

El día viernes 1 de julio del 2022 se realizó la presentación de oferentes para la subasta de 5.250 GWh-año de energía, que abastecerá a los clientes regulados a partir del año 2027. Se presentaron 15 ofertas en total de empresas generadoras nacionales y extranjeras. El día 18 de julio se realizó la presentación de enmiendas y rectificaciones a las Ofertas Administrativas, las cuales fueron evaluadas el día 19 de julio. El día 21 de julio, se efectuó la Apertura e Inspección de las Ofertas Económicas.

Con fecha 22 de julio de 2022, mediante Resolución Exenta N°559, la CNE comunica a los proponentes la realización del mecanismo de Subasta establecida en la Segunda Etapa de adjudicación del proceso "Licitación de Suministro 2022/01" y define sus condiciones. Con fecha 30 de julio de 2022, se realizó la apertura de ofertas económicas para la segunda etapa de la subasta. El día 1 de agosto se adjudicó las ofertas económicas de la primera y segunda etapa para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios. Los adjudicatarios del proceso 2022/01 finalmente fueron Zapaleri SpA, compañía perteneciente al grupo Canadian Solar, por un total de 126 GWh/año a un precio de 38,359 US\$/MWh y la empresa FRV Development Chile I SpA, de la española Fotowatio Renewable Ventures (FRV), por un total de 651 GWh/año a 37,190 US\$/MWh. Lo anterior constituye la adjudicación de 777 GWh/año, aproximadamente un 15% de la energía licitada, a un precio medio de 37,38 US\$/MWh.

Con fecha 2 de agosto de 2022, mediante Resolución Exenta N°604 se aprobó el Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos. El informe prevé la necesidad de contar con nuevos contratos de suministro licitados para 2028, incluidos los volúmenes de corto plazo que se liciten con inicio en 2027, por un volumen de 5.908 GWh.

### 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.