

**ANÁLISIS RAZONADO**  
**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.**  
**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019**  
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

- El número de clientes se incrementó en 2,5% (+ 47.232 clientes), alcanzando 1.972.216 clientes al 31 de diciembre de 2019, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 42.715 y 3.017 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 106.016 millones, lo que representa un aumento de 10,5% respecto del periodo anterior, enfocado en mejorar la calidad de servicio y lograr eficiencias en los procesos.
- Las ventas físicas alcanzaron 17.107 GWh a diciembre de 2019, incrementándose en 1,9% (+325 GWh) respecto a diciembre de 2018.
- Los ingresos operacionales aumentaron en un 11,8% alcanzando Ch\$ 1.412.872 millones, principalmente por mayores ingresos por venta de energía.
- Las compras de energía aumentaron en 14,1% al totalizar Ch\$ 1.056.563 millones, debido principalmente por un mayor precio promedio de compra y a una mayor compra física (+397 GWh).
- Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) aumentaron en Ch\$ 174 millones, principalmente por mayor dotación asociado a norma técnica y mayores costos por bonos de desempeño por Ch\$ 2.229 millones, compensado por mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 2.055 millones.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación aumentaron en Ch\$ 6.499 millones, como consecuencia de mayores costos asociados de Operación y Mantenimiento, asociados a mejorar indicadores de calidad.
- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA aumentó un 0,3% a diciembre de 2019, totalizando Ch\$ 201.153 millones.
- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. disminuyó desde Ch\$ 122.381 millones en diciembre de 2018 a Ch\$ 118.777 millones en diciembre de 2019, principalmente por una mayor depreciación y amortización Ch\$ 4.028 millones y mayores pérdidas por deterioro (NIIF9) por Ch\$ 3.476 millones, compensado por menor gasto de impuesto a las ganancias por Ch\$ 4.218 millones, explicado principalmente de un menor resultado operacional.

Enel Distribución Chile S.A., 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 las zonas de nuestras filiales Empresa Eléctrica de Colina Ltda., Luz Andes Ltda. y Empresa de Transmisión Chena S.A. Su área de servicio está principalmente definida como un área densamente poblada bajo las regulaciones tarifarias chilenas.

## RESUMEN FINANCIERO

- La empresa no mantiene deuda con bancos e instituciones financieras a la fecha. Sin embargo, mantiene un préstamo estructurado con Enel Chile por Ch\$ 135.514.
- La liquidez de la empresa, se muestra a continuación:
  - Caja y caja equivalente disponible: US\$ 3 millones.

## INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

### Cambios Regulatorios:

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

Adicionalmente, 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 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.

## **I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS**

### **1. Análisis del Estado de Resultados**

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Distribución Chile S.A. al cierre de diciembre de 2019 fue una utilidad de Ch\$ 118.777 millones, comparado con los Ch\$ 122.381 millones de utilidad registrados en el período anterior.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

### GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019



A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (Actividades Continuas) (millones de Ch\$)	dic-19	dic-18	Variación dic 19 - dic 18	% Variación dic 19- dic 18
<b>INGRESOS</b>	<b>1.412.872</b>	<b>1.263.224</b>	<b>149.648</b>	<b>11,8%</b>
Ventas	1.408.588	1.254.944	153.644	12,2%
Ventas de Energía	1.318.387	1.170.129	148.258	12,7%
Otras Ventas	9.365	16.411	(7.046)	(42,9%)
Otras Prestaciones de Servicios	80.836	68.404	12.432	18,2%
Otros ingresos de explotación	4.284	8.280	(3.996)	(48,3%)
<b>APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS</b>	<b>(1.114.936)</b>	<b>(972.500)</b>	<b>(142.436)</b>	<b>14,6%</b>
Compras de energía	(1.056.563)	(926.385)	(130.178)	14,1%
Gastos de transporte	(22.726)	(9.817)	(12.909)	131,5%
Otros aprovisionamientos y servicios	(35.647)	(36.298)	651	(1,8%)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>297.936</b>	<b>290.724</b>	<b>7.212</b>	<b>2,5%</b>
Trabajos para el inmovilizado	8.723	6.668	2.055	30,8%
Gastos de personal	(34.828)	(32.599)	(2.229)	6,8%
Otros gastos fijos de explotación	(70.678)	(64.179)	(6.499)	10,1%
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)</b>	<b>201.153</b>	<b>200.614</b>	<b>539</b>	<b>0,3%</b>
Depreciación y amortización	(40.706)	(36.678)	(4.028)	11,0%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(8.153)	(4.677)	(3.476)	74,3%
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>152.294</b>	<b>159.259</b>	<b>(6.965)</b>	<b>(4,4%)</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>5.232</b>	<b>6.089</b>	<b>(857)</b>	<b>(14,1%)</b>
Ingresos financieros	22.743	11.166	11.577	103,7%
Gastos financieros	(19.061)	(6.724)	(12.337)	183,5%
Resultados por unidades de reajuste	1.843	1.617	226	14,0%
Diferencias de cambio	(293)	30	(323)	(1076,7%)
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>157.526</b>	<b>165.348</b>	<b>(7.822)</b>	<b>(4,7%)</b>
Impuesto sobre sociedades	(38.749)	(42.967)	4.218	(9,8%)
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO</b>	<b>118.777</b>	<b>122.381</b>	<b>(3.604)</b>	<b>(2,9%)</b>
Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-	-	-
<b>RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS</b>	<b>118.777</b>	<b>122.381</b>	<b>(3.604)</b>	<b>(2,9%)</b>
<b>Resultado del período</b>	<b>118.777</b>	<b>122.381</b>	<b>(3.604)</b>	<b>(2,9%)</b>
<b>Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>118.777</b>	<b>122.381</b>	<b>(3.604)</b>	<b>(2,9%)</b>
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-
<b>Utilidad por Acción Ch\$</b>	<b>103,22</b>	<b>106,35</b>	<b>(3,13)</b>	<b>(2,9%)</b>

## Resultado de Explotación

El resultado de explotación obtenido al 31 de diciembre de 2019 fue de Ch\$ 152.294 millones, menor en 4,4% respecto de los Ch\$ 159.259 millones registrados en el ejercicio anterior. Por su parte, el EBITDA aumentó en Ch\$ 539 millones o 0,3% al alcanzar los Ch\$ 201.153 millones en diciembre de 2019.

Lo anterior, se explica fundamentalmente por lo siguiente:

Los **Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 1.412.872 millones**, un aumento de Ch\$ 149.648 millones, equivalente a un 11,8% que se explica principalmente por mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 148.258 millones, debido principalmente a un mayor precio medio de venta expresado en pesos producto de un mayor tipo de cambio del periodo, el efecto en tarifa que originó la aplicación de la norma técnica y una mayor venta física de energía (+325 GWh).

Los **costos de explotación ascendieron a Ch\$ 1.114.936 millones**, un aumento de Ch\$ 142.436 millones, equivalente a un 14,1% que se explica por mayores compras de energía por Ch\$ 130.178 millones debido principalmente a un mayor precio promedio de compra y una mayor compra física en el periodo (+397 GWh) y mayores costos por transporte de transmisión zonal por Ch\$ 12.909 millones debido mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión, compensado por menores costos por otros aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 651 millones.

Los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado) aumentaron en Ch\$ 174 millones** respecto a diciembre de 2018, explicado principalmente por mayor dotación asociado a norma técnica de distribución por Ch\$ 1.674 millones y mayores costos por bonos de desempeño por Ch\$ 555 millones, compensado por mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 2.055 millones.

Los **otros gastos fijos de explotación aumentaron en Ch\$ 6.499 millones**, como consecuencia de mayores costos de operación y mantenimiento, asociado a la norma técnica de distribución y nuevos contratos en oficinas comerciales por Ch\$ 3.826 millones y mayor gasto por baja de activos fijos por Ch\$ 2.673 millones, de los cuales Ch\$ 1.880 corresponden a retiros de equipos de infraestructura y Ch\$ 793 millones corresponden a siniestros en instalaciones de Enel Distribución Chile producto de los desórdenes públicos ocurridos durante los últimos meses del año 2019.

La **Depreciación, Amortización y Deterioro, aumento en Ch\$ 7.504 millones** respecto a diciembre de 2018, explicado principalmente por mayor depreciación del activo inmovilizado, producto de la finalización de obras y traspasadas a explotación Ch\$ 2.252 millones, amortización de intangibles por desarrollos informáticos Ch\$ 1.072 millones, amortización de activos en Leasing (NIIF 16) por Ch\$ 704 millones y aumento de Pérdidas por Deterioro (NIIF 9) 3.476 millones explicado principalmente por mayores provisiones por aumento de deuda comercial.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

### GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019



A continuación, para mayor información, se presenta un mayor detalle de los ingresos de explotación:

Ingresos de actividades ordinarias (millones de Ch\$)	Saldo al		Variación	% Variación
	31-12-2019	31-12-2018	dic 19 - dic 18	dic 19 - dic 18
<b>Ventas de energía</b>	<b>1.318.387</b>	<b>1.170.129</b>	<b>148.258</b>	<b>12,7%</b>
Venta de electricidad Residencial	552.124	455.841	96.283	21,1%
Venta de electricidad Comercial	450.109	378.093	72.016	19,0%
Venta de electricidad Industrial	181.596	209.252	(27.656)	(13,2%)
Otros Consumidores	134.558	126.943	7.615	6,0%
<b>Otras ventas</b>	<b>9.365</b>	<b>16.411</b>	<b>(7.046)</b>	<b>(42,9%)</b>
Ventas de productos y servicios	9.365	16.411	(7.046)	(42,9%)
<b>Otras prestaciones de servicios</b>	<b>80.836</b>	<b>68.404</b>	<b>12.432</b>	<b>18,2%</b>
Peajes de transmisión y transporte	29.108	17.621	11.487	65,2%
Servicios de construcción de empalmes	16.497	14.632	1.865	12,7%
Arriendo equipos de medida	2.131	4.702	(2.571)	(54,7%)
Instalaciones específicas y redes	7.455	8.425	(970)	0,0%
Alumbrado público	11.262	12.182	(920)	(7,6%)
Otras prestaciones	14.383	10.842	3.541	32,7%
<b>Total Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>1.408.588</b>	<b>1.254.944</b>	<b>153.644</b>	<b>12,2%</b>
<b>Otros Ingresos por naturaleza</b>				
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	2.747	2.848	(101)	(3,5%)
Cancelación fuera de plazo de facturación	486	676	(190)	(28,1%)
Recuperación deuda castigada	210	429	(219)	(51,0%)
Ingreso por multas a proveedores	418	295	123	41,7%
Otros Ingresos	423	4.032	(3.609)	(89,5%)
<b>Total Otros ingresos por naturaleza</b>	<b>4.284</b>	<b>8.280</b>	<b>(3.996)</b>	<b>(48,3%)</b>

La venta de energía de las actividades continuadas de Enel Distribución Chile S.A y filiales, para los periodos terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, se muestran a continuación:

Mercado	Clientes Dic-19	Clientes Dic-18	% Var Clientes	Ventas millones Ch\$ Dic-19	Ventas millones Ch\$ Dic-18	% Var Clientes	(*)Venta GWh Dic-19	(*)Venta GWh Dic-18	% Var GWh
Residencial	1.767.560	1.724.845	2,5%	552.124	455.841	21,1%	4.897	4.702	4,1%
Comercial	151.589	148.572	2,0%	450.109	378.093	19,0%	4.896	5.107	(4,1%)
Industrial	12.759	12.651	0,9%	181.596	209.252	-13,2%	1.954	2.202	(11,3%)
Peaje	787	538	46%	-	-	-	4.357	3.719	17,2%
Otros	39.521	38.378	3,0%	134.558	126.943	6,0%	1.003	1.052	(4,7%)
<b>Totales</b>	<b>1.972.216</b>	<b>1.924.984</b>	<b>2,5%</b>	<b>1.318.387</b>	<b>1.170.129</b>	<b>12,7%</b>	<b>17.107</b>	<b>16.782</b>	<b>1,9%</b>

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

Adicionalmente las pérdidas de energía ascendieron a diciembre 2019 a 4,99% (5,02% a diciembre de 2018).

## **Resultado no Operacional**

A continuación, se presenta un resumen del resultado no operacional al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Resultado no Operacional (millones de Ch\$)	dic-19	dic-18	Variación dic 19 - dic 18	% Variación 19- dic 18	dic
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>5.232</b>	<b>6.089</b>	<b>(857)</b>	<b>(14,1%)</b>	
Ingresos financieros	22.743	11.166	11.577	103,7%	
Gastos financieros	(19.061)	(6.724)	(12.337)	183,5%	
Resultados por unidades de reajuste	1.843	1.617	226	14,0%	
Diferencias de cambio	(293)	30	(323)	(1076,7%)	
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>157.526</b>	<b>165.348</b>	<b>(7.822)</b>	<b>(4,7%)</b>	
Impuesto sobre sociedades	(38.749)	(42.967)	4.218	(9,8%)	
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO</b>	<b>118.777</b>	<b>122.381</b>	<b>(3.604)</b>	<b>(2,9%)</b>	
	-	-	-	0,0%	
<b>Resultado del período</b>	<b>118.777</b>	<b>122.381</b>	<b>(3.604)</b>	<b>(2,9%)</b>	
<b>Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>118.777</b>	<b>122.381</b>	<b>(3.604)</b>	<b>(2,9%)</b>	
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	

### **- Resultado Financiero**

El resultado financiero disminuyó en Ch\$ 857 millones con respecto al ejercicio anterior, lo que se explica fundamentalmente por:

Menores ingresos financieros por (i) convenios e intereses por mora por Ch\$ 350 millones, (ii) por un menor rendimiento financiero de inversiones en instrumentos de renta fija por Ch\$ 442 millones, (iii) por menores ingresos financieros relacionados a los flujos de inversión que otorgó la compañía a Enel Chile S.A. a través de Contrato de Caja Centralizada por Ch\$ 30 millones y (iv) menores ingresos por reajustes y diferencia de cambio por Ch\$ 97 millones. Lo anterior compensado por (v) menores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado con Enel Chile S.A. por Ch\$ 62 millones.

Adicionalmente fueron reconocidos mayores ingresos y costos financieros por Ch\$10.242 respectivamente. Además, la Compañía registró una utilidad y una pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 2.826, por la dolarización de las cuentas por cobrar y por pagar, estos efectos se neutralizan en resultado.

**- Impuestos a las Ganancias**

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 38.749 millones a diciembre 2019, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 4.218 millones respecto al año anterior. Esta variación se explica principalmente por i) menor gasto por impuesto explicado por mejor resultado operacional de la compañía ascendente a Ch\$ 2.112 millones, ii) menor gasto por impuesto por Ch\$ 882 millones por efecto de corrección monetaria IPC.

**2. Análisis del Estado de Situación Financiera**

Activos (millones de Ch\$)	dic-19	dic-18	Variación dic 19-dic 18	% Variación dic 19-dic 18
Activos Corrientes	289.394	296.453	(7.059)	(2,4%)
Activos No Corrientes	1.175.551	982.927	192.624	19,6%
<b>Total Activos</b>	<b>1.464.945</b>	<b>1.279.380</b>	<b>185.565</b>	<b>14,5%</b>

- Los Activos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 7.059 millones, equivalentes a un 2,4%, que se explica principalmente por:
  - ❖ Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente en Ch\$ 49.712 millones, que se explica principalmente por disminución de cuenta a cobrar a Enel Chile S.A por Ch\$ 53.086 millones, lo anterior se compensa parcialmente por un aumento de cuentas a cobrar Enel X por Ch\$ 2.115 millones y a Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 722 millones.
  - ❖ Disminución de efectivo y equivalente al efectivo en Ch\$ 2.638 millones, producto de una disminución de saldos en bancos.
  - ❖ Aumento de cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar en Ch\$ 42.530 millones, principalmente por actualizaciones de tarifas pendientes de aplicar a clientes por Ch\$ 23.763 millones más un incremento en la facturación por Ch\$ 17.996 millones.
  - ❖ Aumento de otros activos no financieros corrientes en Ch\$ 3.219 millones, que se explica principalmente por mayores gastos anticipados asociados a proyectos.



- Los Activos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 192.624 millones, que se explica principalmente por:
  - ❖ Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 115.058 millones, que se explica por el aumento de deudores por Leasing a largo plazo por Ch\$ 11.434 millones y un aumento de deudores comerciales no corrientes en Ch\$ 103.528 millones, principalmente asociado a los mecanismos de estabilización tarifaria en el sector eléctrico publicado en el último trimestre de 2019.
  - ❖ Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 68.146 millones, que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 92.392 millones, reconocimiento de activos en Leasing por Ch\$ 4.140 millones producto de la entrada en vigencia de la NIIF 16 y aumento de inventario de materiales y equipos destinados a inversión por Ch\$ 10.456 millones, parcialmente compensado por la depreciación por Ch\$ 36.184 millones y bajas del ejercicio por Ch\$ 2.763 millones.
  - ❖ Aumento neto de Intangibles distintos a la plusvalía por Ch\$ 9.397 millones, que corresponde principalmente a aumento de inversiones del período por Ch\$ 13.624 millones que se compensa parcialmente por amortización del período por Ch\$ 4.521 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	dic-19	dic-18	Variación dic 19-dic 18	% Variación dic 19-dic 18
<b>Pasivos Corrientes</b>	<b>317.248</b>	<b>450.183</b>	<b>(132.935)</b>	<b>(29,5%)</b>
<b>Pasivos No Corrientes</b>	<b>301.770</b>	<b>63.065</b>	<b>238.705</b>	<b>378,5%</b>
<b>Patrimonio Neto</b>	<b>845.927</b>	<b>766.132</b>	<b>79.795</b>	<b>10,4%</b>
Dominante	845.927	766.127	79.800	10,4%
Minoritario	-	5	(5)	(100,0%)
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>1.464.945</b>	<b>1.279.380</b>	<b>185.565</b>	<b>14,5%</b>

Los Pasivos Totales y el Patrimonio neto de la compañía, presentan a diciembre de 2019 un aumento de Ch\$ 185.565 millones respecto a diciembre de 2019, debido principalmente a:

- Los Pasivos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 132.935 millones, equivalentes a un 29,5%, que se explica principalmente por:
  - ❖ Disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 170.904 millones, que se explica principalmente por menores obligaciones con Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 56.180 millones, por concepto de compras de energía y menores obligaciones con Enel Chile S.A. por Ch\$ 116.919 millones, debido principalmente a la reestructuración a largo plazo del préstamo intercompañía con Enel Chile por Ch\$ 135.514 y dividendos por pagar por Ch\$ 1.071 millones, compensado parcialmente por un mayor traspaso de fondos por Contrato de Caja Centralizada por Ch\$ 8.512 millones.
  - ❖ Disminución de pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 5.079 millones, que se explica principalmente por una disminución en la provisión de Impuesto a la Renta.
  - ❖ Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 1.223 millones, que se explica principalmente por menores pasivos relacionados con ingresos anticipados por empalmes por Ch\$ 1.173 millones.
  - ❖ Aumento de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 43.533 millones, que se explica principalmente por un aumento de cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 40.061 millones y otras cuentas por pagar por Ch\$ 3.546 millones.
- Los Pasivos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 238.705 millones, equivalentes a un 378,5%, que se explica principalmente por:
  - ❖ Aumento cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 182.031 millones, que corresponde a un préstamo estructurado (refinanciación de deuda) con Enel Chile por Ch\$ 135.514 millones, cuenta por pagar por concepto de compra de energía relacionada al mecanismo de estabilización tarifaria por Ch\$ 45.933 millones y Ch\$ 585 millones con Enel Generación Chile S.A. y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. respectivamente.
  - ❖ Aumento de otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 53.941 millones, que se explica por concepto de energía, relacionada al mecanismo de estabilización tarifaria.

- ❖ Aumento de otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 2.993 millones, que corresponde a obligaciones por leasing producto de la entrada en vigencia de la NIIF 16.
- ❖ Aumento de provisiones por beneficios post empleo no corrientes por Ch\$ 2.298 millones que se explica principalmente por cambios en los supuestos actuariales (tasa) por Ch\$ 3.837 millones, que se compensa parcialmente por pagos Ch\$ 1.980 millones.
- ❖ Disminución de otras provisiones no corrientes por Ch\$ 2.119 millones, que corresponde principalmente a disminución (pagos) en provisiones por reclamaciones legales por Ch\$ 3.768 millones y mayores provisiones netas por este mismo concepto de Ch\$ 1.521 millones.
- ❖ El patrimonio neto aumento en Ch\$ 79.795 millones respecto de diciembre de 2019 y se explica fundamentalmente por un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 81.264 millones y otras reservas varias por Ch\$ 781 millones, lo anterior se compensa por una disminución de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 2.243 millones.

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

Indicador	Unidad	dic-19	dic-18	Variación	Variación %	
<b>Liquidez</b>	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,91	0,66	0,25	38%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,90	0,65	0,25	38%
	Capital de Trabajo	MMS	(27.854)	(153.730)	125.876	(82%)
<b>Endeudamiento</b>	Razón de Endeudamiento (3)	Veces	0,73	0,67	0,06	9%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	51,3%	87,7%	(36,5%)	(42%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	48,8%	12,3%	36,5%	297%
	Cobertura Costos Financieros (b) (6)	Veces	11,49	39,51	(28,02)	(71%)
<b>Rentabilidad</b>	Resultado explotación/ingresos explotación	%	10,8%	12,6%	10,8%	(15%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	14,7%	16,9%	14,7%	(13%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (8)	%	8,7%	10,1%	8,7%	(14%)

(a) (Activo corriente - Inventarios - Pagos anticipados) / Pasivo corriente

(b) EBITDA / (Gastos financieros + Resultados por unidad de reajuste + Diferencias de cambio)

(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 atribuible a los propietarios de la controladora del ejercicio 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 ejercicio y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

### 3. Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó a diciembre 2019 un flujo neto negativo de Ch\$ 2.552 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de Ch\$)	dic-19	dic-18	Variación dic 19-dic 18	% Variación dic 19-dic 18
de la Operación	50.247	117.692	(67.445)	(57,31%)
de Inversión	(28.897)	(123.070)	94.173	(76,52%)
de Financiamiento	(23.902)	(32.268)	8.366	(25,93%)
<b>Flujo neto del período</b>	<b>(2.552)</b>	<b>(37.646)</b>	<b>35.094</b>	<b>(93,22%)</b>

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 50.247 millones, lo que representa una disminución de 57,31% respecto de diciembre de 2018.

Este flujo está compuesto principalmente por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 1.350.303 millones, pagos de impuestos a las ganancias por Ch\$ 42.558 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 37.952 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 15.805 millones, pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente vender por Ch\$ 12.800 millones, otras salidas de efectivo por Ch\$ 687 millones y pagos por primas de pólizas suscritas por Ch\$ 815 millones, compensado por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 1.507.134 millones, cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por Ch\$ 3.167 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$ 866 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch\$ 28.897 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 69.503 millones y Compra de activos intangibles Ch\$ 13.855 millones, compensado por cobros a entidades relacionadas por traspasos de fondos por Contrato de Caja Centralizada (Enel Chile S.A.) por Ch\$ 53.478 millones e intereses recibidos por Ch\$ 1.198 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 23.902 millones. Este flujo está originado principalmente por traspasos de fondos por Contrato de Caja Centralizada de entidades relacionadas por Ch\$ 22.680 millones (Enel Chile S.A.), compensado por dividendos pagados de Ch\$ 36.771 millones, pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 709 millones e intereses pagados por Ch\$ 9.102 millones.

**INFORMACION PLANTAS Y EQUIPOS POR COMPAÑÍA**  
 (millones de pesos)

Empresa	DeseMBOLSOS por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación Activo Fijo	
	dic-19	dic-18	dic-19	dic-18
Enel Distribución Chile	67.695	61.989	40.427	36.429
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	1.808	1.160	225	197
Luz Andes Ltda.	-	97	38	36
Empresa de Transmisión Chena S.A.	-	-	16	16
<b>Total Consolidado</b>	<b>69.503</b>	<b>63.246</b>	<b>40.706</b>	<b>36.678</b>

**II. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.**

Enel Distribución Chile está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo.
- Se definen mercados y productos en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo, en coherencia con la estrategia, y se opera bajo los criterios y límites aprobados por las entidades internas correspondientes.
- Se desarrollan y aplican controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las operaciones se realizan según las políticas, normas y procedimientos establecidos.

### **Riesgo de Tasa de interés.**

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

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

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

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

Posición bruta:

Tasa de interés fija al 31 de diciembre de 2019 100%

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

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

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

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

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

### **Riesgo de liquidez.**

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

Al 31 de diciembre de 2019, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$ 2.331 millones en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2018, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$ 4.969 millones en efectivo y otros medios equivalentes.

### **Riesgo de crédito.**

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

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

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.

## REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO

### Aspectos Generales

#### Marco Regulatorio:

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

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

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

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

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



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

- i) Preservar la seguridad del servicio
- ii) Garantizar una operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico
- iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus principales actividades se destaca: coordinar el Mercado Eléctrico, autorizar conexiones, gestionar servicios complementarios, implementar sistemas de información pública, monitorear la competencia y la cadena de pagos, entre otros.

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

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

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

En el mercado eléctrico se transan dos productos (Energía y Potencia) y se prestan diversos servicios. En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de efectuar los balances, determinar las transferencias correspondientes entre generadores y calcular el costo marginal horario, precio al cual se valorizan las transferencias de energía. Por otra parte, la CNE determina los precios de la Potencia. Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquellos clientes que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW. Sin perjuicio de ello, los clientes con potencia

conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

### **Límites a la Integración y Concentración**

En Chile existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado. En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

### **Segmento de Generación**

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

Clientes Libres, que son aquellos usuarios que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW (principalmente industriales y mineros), o bien, clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 kW que opten por ser cliente libre, con un período de permanencia mínima de cuatro años. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Empresas Distribuidoras, distinguiendo suministro de sus clientes regulados y libres. Para el suministro de sus clientes regulados, las empresas distribuidoras compran energía a las empresas generadoras mediante un proceso de licitaciones públicas reguladas por la CNE, mientras que, para el suministro de sus clientes libres, lo hacen a través de contratos bilaterales.

Otras Empresas Generadoras. La relación entre empresas generadoras puede darse a través de contratos bilaterales o bien debido a transferencias en Mercado Spot o de corto plazo. Estas últimas, corresponden a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras que resultan de la coordinación realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional para lograr la operación económica del sistema; los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema, valorando la energía a costo marginal y la potencia al precio de nudo correspondiente fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el Coordinador Eléctrico Nacional en forma anual, en función de la normativa vigente, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que depende principalmente de la disponibilidad tanto de las instalaciones propiamente tal, como del recurso de generación según la tecnología.  
**Energías Renovables no Convencionales**

La Ley N°20.257 de abril de 2008, incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obligó a los generadores a que, entre 2010 y 2014, al menos un 5% de su energía comercializada con clientes proviniera de fuentes renovables, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, hasta alcanzar un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley N°20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

### **Segmento de Transmisión**

Los sistemas de transmisión se encuentran conformados por las líneas y subestaciones que forman parte de un sistema eléctrico y que no correspondan a instalaciones de distribución. Se encuentran divididos en cinco segmentos: Transmisión Nacional, Transmisión para Polos de Desarrollo, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada y Sistemas de Interconexiones Internacionales.

Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de Transmisión Nacional y Zonal se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad cuatrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

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

Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas y obras de ampliación de instalaciones existentes. En el caso de obras nuevas se licita la ejecución, quedando el adjudicatario con la propiedad de la instalación. En el caso de obras de ampliación de instalaciones existentes, el propietario de la instalación original es también propietario de su ampliación, pero debe licitar la construcción de ésta. Ambos tipos de licitaciones son gestionadas por el Coordinador.

La remuneración de las obras nuevas corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. Por su parte, la remuneración de las obras nuevas se conforma por el valor de inversión resultante de la licitación y por el costo de operación y mantenimiento aplicable. En ambos casos, a partir del año 21, la remuneración de esas instalaciones de transmisión se determina como si fueran instalaciones existentes.

La normativa vigente define que la transmisión se remunera por la suma de los ingresos tarifarios y la recaudación de los cargos por uso de los sistemas de transmisión. Dichos cargos son definidos (\$/kWh) por la CNE, de manera semestral.

### **Segmento de Distribución**

El segmento de distribución corresponde a las instalaciones eléctricas destinadas al suministro de electricidad a clientes finales, a un voltaje no superior a 23 kV.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, teniendo obligación de prestar servicio a todos los clientes y suministrar electricidad a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5.000 kW que ejerzan su opción de optar por tarifa libre). Cabe señalar, que los clientes con tarifa libre pueden negociar su suministro con cualquier suministrador (distribuidora o generadora), debiendo pagar un peaje regulado por uso de la red de distribución.

Respecto al suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos de licitación son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de 5 años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda, la autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo. Existe, además, un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas, cada cuatro años, sobre la base de 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. Así, el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024 incorpora lo estipulado en esta Ley.

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, y esa tasa no puede diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del VAD, la revisión de los Servicios Asociados no consistentes en suministros de energía que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia califique como sujetos a regulación tarifaria.

El modelo tarifario de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con nueve fijaciones tarifarias realizadas desde la promulgación de la Ley General del Servicios Eléctricos en el año 1982.

### **Temas Regulatorios 2019**

#### **Leyes Publicadas 2019**

Ley N°21.185, del Ministerio de Energía, publicada el 02 de noviembre de 2019. Crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas. Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados son los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán “Precio Estabilizado a Cliente Regulado” (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrán ser superior al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado). Las diferencias de facturación que se produzcan generarán una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de MMUSD 1.350 hasta el 2023. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

Ley N°21.194, del Ministerio de Energía, publicada el 21 de diciembre de 2019 con inicio a partir de esa misma fecha. 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.

### **Plan Normativo CNE 2019**

Mediante Resolución Exenta N°790, de fecha 10 diciembre de 2018, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2019. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2019 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2018, cuya elaboración continuó en desarrollo durante el año 2019.

### **Reglamentos Publicados 2019**

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

### **Plan de Expansión de la Transmisión 2017**

Cumpliendo con las etapas del proceso estipuladas en la legislación, el Ministerio de Energía con fecha 8 de noviembre de 2018 publicó el Decreto Exento N°293/2018 que fija las Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes. Posteriormente, con fecha 13 de agosto de 2019, publicó el Decreto Exento N°202/2019 que modifica el anterior respecto a las Obras de Ampliación.

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

### **Plan de Expansión de la Transmisión 2018**

De acuerdo a las etapas correspondientes al Plan de Expansión de la Transmisión, la CNE emitió el Informe Técnico Final mediante Resolución Exenta N°14 de fecha 11 de enero de 2019. Posteriormente, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública. Considerando lo anterior, la CNE publicó el Informe Técnico Definitivo, mediante Resolución Exenta N°334 de fecha 29 de mayo de 2019.

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

El 10 de agosto de 2019 publicó el Decreto Exento N°198/2019 que fija las Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2018.

### **Plan de Expansión de la Transmisión 2019**

De acuerdo al artículo 91° de la Ley 20.936/2016, que establece el Procedimiento de Planificación de la Transmisión, el Coordinador Eléctrico Nacional, tiene la obligación de enviar a la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de expansión de los distintos segmentos de la transmisión. El documento con la propuesta fue generado con fecha 22 de enero de 2019.

La CNE convocó a todos los interesados a presentar propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión hasta el 22 de abril de 2019, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica.

El 23 de diciembre de 2019, la CNE emitió la Resolución Exenta N°801 que Actualiza Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos y establece listado refundido de participantes y usuarios e instituciones interesadas.

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

#### **Fijación Tarifas de Distribución**

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°111T/2016, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución, el cual tuvo vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

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



Con fecha 28 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, que actualizó el Decreto N°11T de 2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualizaba las tarifas del segmento de distribución eléctrica 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 2019 fueron determinadas sobre la base de los siguientes decretos y resoluciones:

Decreto N°11T/2016, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rigió retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016.

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.

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.

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.

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

#### **Decretos de Precios:**

#### **Precios de Nudo Promedio:**

Con fecha 28 de septiembre de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T/2018, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de julio de 2018.

Con fecha 06 de mayo de 2019, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°20T/2018, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2019.

Con fecha 05 de octubre de 2019, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T/2019, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de julio de 2019. El 02 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.

#### **Precios de Nudo de Corto Plazo:**

Con fecha 28 de junio de 2018, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°1T/2018, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2018.

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

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

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

#### **Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución**

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

## **Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal**

Con fecha de 05 de octubre de 2018, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°6T/2017 que fija valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019.

## **Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023**

En el marco del proceso de Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023 se desarrollan los procesos de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión, Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión y definición de las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión.

En este contexto, para efectos del proceso Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2020-2023, a fines del 2017 el Regulador emitió el informe técnico preliminar definiendo qué instalaciones de transmisión corresponden a cada segmento (Nacional, Zonal y Dedicado). Cumpliéndose con las etapas establecidas por la normativa, con fecha 09 de abril de 2019, la CNE mediante Resolución Exenta N°244 emitió el Informe Técnico Definitivo.

Por otra parte, para efectos del proceso de Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión, con fecha 05 de junio de 2018, la CNE aprobó el Informe Técnico Definitivo que determina Vidas Útiles, mediante Resolución Exenta N°412.

Finalmente, para efectos de la definición de las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión, la CNE publicó las Bases Técnicas y Administrativas Preliminares a fines del 2017. En términos generales, dicho documento norma el proceso de contratación del estudio tarifario y define las reglas para efectuar el estudio tarifario de toda la transmisión, definiendo la licitación de dos estudios: uno para instalaciones Nacionales y otro para instalaciones Zonales y Dedicadas.

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

Siguiendo con las etapas del proceso establecidas por la legislación, la CNE constituyó un Comité para la adjudicación y supervisión de los estudios de valorización de las instalaciones de Transmisión, mediante Resolución Exenta N°271 con fecha 26 de abril de 2019. Adicionalmente, mediante Resolución Exenta N°678 con fecha 24

de octubre de 2019, aprobó el Contrato de Prestación de Servicios para la realización del Estudio de Transmisión Nacional.

### **Licitaciones**

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han desarrollado tres procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02 y Licitación de Suministro 2017/01. Asimismo, la CNE informó el inicio de un cuarto proceso denominado Licitación Suministro 2019/01.

El proceso 2015/02 se inició en junio de 2015 y concluyó en octubre de ese año con la licitación y adjudicación de 3 bloques por 1.2 TWh/año (100%) y precio medio de licitación de 79.3\$US/MWh.

El proceso 2015/01 se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación y culminó en julio de 2016 con la adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 12.4 TWh/año (100%) a 84 empresas a un precio promedio ponderado de 47,6 US\$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado.

El principal adjudicatario del proceso 2015/01 correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 5.9 TWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

El proceso 2017/01 se inició en enero de 2017 con el Llamado a Licitación y culminó en noviembre de 2017 con la adjudicación de un total de 2.200 GWh/año (100%) a 5 empresas a un precio promedio ponderado de 32,5\$US/MWh.

Al igual que el proceso anterior, el principal adjudicatario correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 1.2 TWh/año, representando el 54% del total adjudicado.

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

### **III. VALOR LIBRO Y ECONÓMICO 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.

**ANÁLISIS RAZONADO**  
**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**  
**GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE**  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

