

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

- El número de clientes se incrementó en 1,8% (+ 34.330 clientes), alcanzando 1.903.896 clientes al 30 de septiembre de 2018, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 30.578 y 3.385 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 52.084 millones, lo que representa un incremento de 7,8% respecto del periodo anterior.
- Las ventas físicas alcanzaron 12.612 GWh en 2018, incrementándose en 2,0% (+240 GWh) respecto a septiembre de 2017.
- Los ingresos operacionales disminuyeron en un 7,0% alcanzando Ch\$ 933.177 millones, principalmente por menores ingresos de peajes.
- Las compras de energía disminuyeron en 2,0% al totalizar Ch\$ 697.130 millones, debido principalmente por un menor precio promedio de compra, compensado parcialmente a una mayor compra física (+228 GWh).
- Los Gastos de Personal disminuyeron en Ch\$ 5.773 millones, principalmente por menores bonos extraordinarios y no recurrentes otorgados a los empleados en el periodo anterior en el contexto de la negociación colectiva.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación aumentaron en Ch\$ 9.129 millones, como consecuencia de mayores costos asociados de Operación y Mantenimiento.
- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA disminuyó un 1,5% a septiembre de 2018, totalizando Ch\$ 138.208 millones.
- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. disminuyó desde Ch\$ 85.772 millones en septiembre de 2017 a Ch\$ 82.377 millones en septiembre de 2018, principalmente por un menor EBITDA y un mayor gasto de impuesto a las ganancias producto principalmente del efecto de cambio de tasa de impuesto corriente.

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.
- La liquidez de la empresa, un factor clave para nuestra administración financiera, se muestra a continuación:
 - Caja y caja equivalente disponible: US\$ 4,5 millones.

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 septiembre de 2018 fue una utilidad de Ch\$ 82.377 millones, comparado con los Ch\$ 85.772 millones de utilidad registrados en el periodo anterior.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE Septiembre DE 2018



A continuación se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados al 30 de septiembre de 2018 y 2017:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (Actividades Continuas) (millones de Ch\$)	sep-18	sep-17	Variación sep 18-sep 17	% Variación sep 18-sep 17
INGRESOS	933.177	1.003.154	(69.977)	(7,0%)
Ventas	929.527	999.991	(70.464)	(7,0%)
Ventas de Energía	875.789	897.399	(21.610)	(2,4%)
Otras Ventas	7.413	8.892	(1.479)	(16,6%)
Otras Prestaciones de Servicios	46.324	93.700	(47.376)	(50,6%)
Otros ingresos de explotación	3.650	3.163	487	15,4%
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(726.073)	(796.328)	70.255	(8,8%)
Compras de energía	(697.130)	(711.640)	14.510	(2,0%)
Gastos de transporte	(7.222)	(47.194)	39.972	(84,7%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(21.721)	(37.494)	15.773	(42,1%)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	207.104	206.826	278	0,1%
Trabajos para el inmovilizado	6.119	5.133	986	19,2%
Gastos de personal	(24.417)	(30.190)	5.773	(19,1%)
Otros gastos fijos de explotación	(50.598)	(41.469)	(9.129)	22,0%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	138.208	140.300	(2.092)	(1,5%)
Depreciación y amortización	(27.542)	(26.692)	(850)	3,2%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto	(3.080)	(5.573)	2.493	(44,7%)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	107.586	108.035	(449)	(0,4%)
RESULTADO FINANCIERO	5.061	4.804	257	5,3%
Ingresos financieros	8.630	9.522	(892)	(9,4%)
Gastos financieros	(5.027)	(4.892)	(135)	2,8%
Resultados por unidades de reajuste	1.370	300	1.070	356,7%
Diferencias de cambio	88	(126)	214	(169,8%)
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	-	157	(157)	0,0%
Resultados de otras inversiones	-	4	(4)	-
Resultados en ventas de activo	-	153	(153)	(100,0%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	112.647	112.996	(349)	(0,3%)
Impuesto sobre sociedades	(30.270)	(27.223)	(3.047)	11,2%
RESULTADO DEL EJERCICIO	82.377	85.773	(3.396)	(4,0%)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	82.377	85.773	(3.396)	(4,0%)
Resultado del período	82.377	85.773	(3.396)	(4,0%)
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	82.377	85.773	(3.396)	(4,0%)
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-
Utilidad por Acción Ch\$	71,59	74,54	(2,95)	(4,0%)

Resultado de Explotación

El resultado de explotación obtenido al 30 de septiembre de 2018 fue de Ch\$ 107.586 millones, menor en 0,4% respecto de los Ch\$ 108.034 millones registrados en el periodo anterior. Por su parte, el EBITDA disminuyó en Ch\$ 2.091 millones o 1,5% al alcanzar los Ch\$ 138.208 millones en septiembre de 2018.

Lo anterior, se explica fundamentalmente por lo siguiente:

Un menor margen de compra venta de energía, incluyendo ingresos y gastos de transporte, por Ch \$ 4.317 millones, principalmente por menores ventas de energía y compensaciones a clientes, compensado con un incremento en las ventas físicas de (+240 Gwh)

Los ingresos por los negocios relacionados al alumbrado público se redujeron en Ch\$ 2.142 millones, debido a un mayor volumen de negocios registrados durante los primeros meses de 2017. Adicionalmente, los otros ingresos por prestaciones presentan un menor resultado por Ch\$ 3.358 millones compensado con menores costos variables por Ch\$ 1.462 millones, debido a menores provisiones por multas.

Los gastos de personal disminuyeron en Ch\$ 5.773 millones respecto a septiembre de 2017, explicado fundamentalmente por disminución de bonos extraordinarios y no recurrentes otorgados a los empleados en el período anterior.

Por otro lado, durante el presente periodo hubo un aumento en los costos fijos en Ch\$ 9.129 millones, como consecuencia de mayores costos de Operación y Mantenimiento debido a plan de podas iniciado el año anterior y mayores gastos de reparación y conservación.

Finalmente, la depreciación y amortización del ejercicio aumento en Ch\$ 850 millones, como consecuencia de un incremento en las inversiones que pasaron a explotación.

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

La venta de energía de las actividades continuadas de Enel Distribución Chile S.A y filiales, para los periodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017, se muestran a continuación:

Mercado	Cientes Sep-18	Cientes Sep-17	% Var Clientes	Ventas millones Ch\$ Sep-18	Ventas millones Ch\$ Sep-17	% Var Clientes	(*)Venta GWh Sep-18	(*)Venta GWh Sep-17	% Var GWH
Residencial	1.704.751	1.674.173	1,8%	343.756	331.463	3,7%	3.558	3.568	(0,3 %)
Comercial	148.347	144.962	2,3%	282.903	295.710	-4,3%	3.910	3.943	(0,8 %)
Industrial	12.638	12.596	0,3%	155.173	170.406	-8,9%	1.665	1.832	(9,1 %)
Peaje	448	81	453%	-	-	-	2.684	2.190	22,6 %
Otros	37.712	37.754	-0,1%	93.957	99.820	-5,9%	795	838	(5,1 %)
Totales	1.903.896	1.869.566	1,8 %	875.789	897.399	-2,4%	12.612	12.371	2,0 %

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE Septiembre DE 2018



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

Ingresos de actividades ordinarias (millones de Ch\$)	Saldo al		Variación	% Variación
	30-09-2018	30-09-2017	sep 18 - sep 17	sep 18 - sep 17
Ventas de energía	875.789	897.399	(21.610)	(2,4%)
Venta de electricidad Residencial	343.756	331.463	12.293	3,7%
Venta de electricidad Comercial	282.903	295.710	(12.807)	(4,3%)
Venta de electricidad Industrial	155.173	170.406	(15.233)	(8,9%)
Otros Consumidores	93.957	99.820	(5.863)	(5,9%)
Otras ventas	7.413	8.892	(1.479)	(16,6%)
Ventas de productos y servicios	7.413	8.892	(1.479)	(16,6%)
Otras prestaciones de servicios	46.325	93.700	(47.375)	(50,6%)
Peajes de transmisión y transporte	12.696	51.228	(38.532)	(75,2%)
Servicios de construcción de empalmes	9.439	11.670	(2.231)	(19,1%)
Arriendo equipos de medida	3.743	3.650	93	2,5%
Instalaciones específicas y redes	5.870	7.080	(1.210)	(17,1%)
Alumbrado público	8.656	10.798	(2.142)	(19,8%)
Otras prestaciones	5.921	9.274	(3.353)	(36,2%)
Total Ingresos de actividades ordinarias	929.527	999.991	(70.464)	(7,0%)
Otros Ingresos por naturaleza				
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	1.383	1.466	(83)	(5,7%)
Cancelación fuera de plazo de facturación	573	1.051	(478)	(45,5%)
Recuperación deuda castigada	172	140	32	22,9%
Recuperación daños materiales	486	228	258	-
Otros Ingresos	1.036	278	758	272,7%
Total Otros ingresos por naturaleza	3.650	3.163	487	15,4%

Resultado no Operacional

A continuación se presenta un resumen del resultado no operacional al 30 de septiembre de 2018 y 2017:

Resultado no Operacional (millones de Ch\$)	sep-18	sep-17	Variación sep 18-sep 17	% Variación sep 18-sep 17
RESULTADO FINANCIERO	5.061	4.804	257	5,3%
Ingresos financieros	8.630	9.522	(892)	(9,4%)
Gastos financieros	(5.027)	(4.892)	(135)	2,8%
Resultados por unidades de reajuste	1.370	300	1.070	356,7%
Diferencias de cambio	88	(126)	214	(169,8%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	112.647	112.995	(348)	(0,3%)
Impuesto sobre sociedades	(30.270)	(27.223)	(3.047)	11,2%
RESULTADO DEL EJERCICIO	82.377	85.772	(3.395)	(4,0%)
Resultado del período	82.377	85.772	(3.395)	(4,0%)
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	82.377	85.772	(3.395)	(4,0%)
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-

- Resultado Financiero

El resultado financiero aumento en Ch\$ 257 millones con respecto al ejercicio anterior, lo que se explica fundamentalmente por:

Menores ingresos financieros asociados principalmente a reliquidaciones de compra de energía por Ch\$ 892 millones y por mayor cargo a resultados por devengo de intereses por Ch\$ 998 millones provenientes de un crédito estructurado con la matriz Enel Chile S.A. compensado con menores gastos financieros relacionados a los flujos de financiamiento otorgados a la compañía a través de cuenta corriente mercantil por Ch\$ 863 millones.

Lo anterior compensado por mayores ingresos por reajustes y diferencia de cambio por Ch\$ 1.284 millones

- **Impuestos a las Ganancias**

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 30.270 millones, lo que representa un mayor gasto de Ch\$ 3.047 millones respecto al año anterior. Esta variación se explica principalmente por un mayor gasto de Ch\$ 1.728 millones por efecto del cambio de tasa corporativa desde un 25,5% en 2017 a un 27% en 2018, mayor gasto de Ch\$ 1.588 millones producto de ajustes años anteriores y a un mayor beneficio por Ch\$ 1.218 millones por efecto de corrección monetaria IPC.

2. Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	sep-18	dic-17	Variación sep 18-dic 17	% Variación sep 18-dic 17
Activos Corrientes	237.504	261.378	(23.874)	(9%)
Activos No Corrientes	936.884	893.634	43.250	5%
Total Activos	1.174.388	1.155.012	19.376	2%

- Los Activos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 23.874 millones, equivalentes a un 9%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Disminución de efectivo y equivalente al efectivo en Ch\$ 39.589 millones, producto de una disminución de las inversiones temporales en pactos de compra con retroventa por Ch\$ 36.413 millones y una disminución de saldos en bancos por Ch\$ 3.183 millones.
 - ❖ Aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en Ch\$ 4.867 millones, principalmente por un incremento de los deudores por venta en Ch\$ 3.238 millones, producto de una mayor facturación por Ch\$ 24.727 millones y mayor provisión de Otros Negocios por Ch\$ 2.735 millones; compensado con una menor provisión de venta de energía y potencia asociada a los decretos de precio nudo promedio (PNP) y de precio nudo de corto plazo (PNCP) pendiente de aplicar por Ch\$ 15.556 millones, mayor provisión de estimación de deudores incobrables (principalmente por la aplicación de la Norma IFRS9) por Ch\$ 4.556 millones y una menor provisión por cobro de peajes de subtransmisión (Nacional) por Ch\$ 4.365 millones

- ❖ Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente en Ch\$ 3.872 millones, que se explica principalmente por aumento de cuenta a cobrar a Enel Chile S.A por Ch\$7.998 millones, mayores cuentas por cobrar por peajes a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. y Almeyda Solar Spa S.A. por Ch\$496 millones y Ch\$336 millones respectivamente, lo anterior se compensa parcialmente por una disminución de cuentas a cobrar por peajes a Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 5.026 millones.
 - ❖ Aumento de Inventarios relacionados con materiales de operación y mantenimiento por Ch\$ 11.577 millones principalmente por compra de stock a la matriz Enel Chile S.A.
 - ❖ Disminución activos por impuestos corrientes Ch\$ 6.896 millones, que se explica por disminución de pagos provisionales mensuales Ch\$ 3.872 millones y disminución de impuestos por recuperar Ch\$ 2.915 millones.
- Los Activos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 43.250 millones, que se explica principalmente por:
- ❖ Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 35.128 millones, que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 46.456 millones y aumento de inventario de materiales y equipos destinados a inversión por Ch\$14.023 producto de la compra efectuada a la matriz Enel Chile S.A. en el mes de mayo 2018, parcialmente compensado por la depreciación por Ch\$ 24.836 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	sep-18	dic-17	Variación sep 18-dic 17	% Variación sep 18-dic 17
Pasivos Corrientes	225.201	408.688	(183.487)	(45%)
Pasivos No Corrientes	183.781	61.966	121.815	197%
Patrimonio Neto	765.406	684.358	81.048	12%
Dominante	765.401	684.353	81.048	12%
Minoritario	5	5	-	0%
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.174.388	1.155.012	19.376	2%

Los Pasivos Totales y el Patrimonio neto de la compañía, presentan a septiembre de 2018 un aumento de Ch\$ 19.376 millones respecto a diciembre de 2017, debido principalmente a:

- Los Pasivos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 183.487 millones, equivalentes a un 45%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 118.270 millones, principalmente explicada por menores obligaciones con (i) Enel Chile S.A. por Ch\$ 109.639 millones, producto de amortización de créditos por Ch\$ 117.459 millones y menores obligaciones por concepto de dividendos por pagar y compra de materiales por Ch\$ 31.228 millones y Ch\$ 2.182 millones, respectivamente, y (ii) Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 9.904 millones, por concepto de compras de energía y peajes lo cual se compensa parcialmente por mayores obligaciones por cuenta corriente mercantil por Ch\$ 38.879 millones.
 - ❖ Disminución de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 69.071 millones, que se explica principalmente por disminución de cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 53.653 millones y acreedores comerciales por Ch\$ 18.394 millones.
- Los Pasivos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 121.815 millones, equivalentes a un 197%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 121.000 millones, que se explica por préstamo otorgado por Enel Chile S.A. con vencimiento en noviembre de 2019.
 - ❖ El patrimonio neto aumento en Ch\$ 81.048 millones respecto de diciembre de 2017 y se explica fundamentalmente por un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 82.377 millones y aumento de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 1.755 millones, lo anterior se compensa por el reconocimiento de cambios en políticas contables (IFRS 9) por Ch\$ 3.084 millones.

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

Indicador	Unidad	sep-18	dic-17	sep-17	Variación	Variación %	
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,05	0,64	-	0,41	64%
	Razón Acida (1)	Veces	0,99	0,63	-	0,36	57%
	Capital de Trabajo	MM\$	12.303	(147.310)	-	159.613	(108%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,53	0,69	-	(0,16)	(23%)
	Deuda Corto Plazo	%	55,1%	86,8%	-	(31,7%)	(37%)
	Deuda Largo Plazo	%	44,9%	13,2%	-	31,7%	240%
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	38,72	-	34,43	38,72	12%
Rentabilidad	Resultado explotación/ingresos explotación	%	11,5%	-	11,0%	0,5%	5%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada	%	13,9%	-	19,3%	(5,4%)	(28%)
	Rentabilidad del Activo anualizada	%	9,0%	-	12,4%	(3,4%)	(28%)

3. Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó a septiembre 2018 un flujo neto negativo de Ch\$ 39.600 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de Ch\$)	sep-18	sep-17	Variación sep 18-sep 17	% Variación sep 18-sep 17
de la Operación	32.440	105.855	(73.415)	(69,35%)
de Inversión	(79.548)	(56.584)	(22.964)	40,58%
de Financiamiento	7.508	(66.639)	74.147	(111,27%)
Flujo neto del período	(39.600)	(17.368)	(22.232)	128,01%

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 32.440 millones, lo que representa una disminución de 69,35% respecto de septiembre de 2017. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 1.090.104 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$ 1.482 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 999.542 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 13.557 millones, pagos de impuestos a las ganancias por Ch\$ 16.781 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 23.892 millones y otras salidas de efectivo por Ch\$ 5.374 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch\$ 79.548 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 72.062 millones y préstamos y cobros a entidades relacionadas (Enel Chile S.A.) por Ch\$ 7.952 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 7.507 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados de Ch\$ 31.231 millones, pagos de préstamos a entidades relacionadas por Ch\$ 143.372 millones e intereses pagados por Ch\$ 2.380 millones, compensado por obtención de préstamos de entidades relacionadas por Ch\$ 184.490 millones.

INFORMACION PLANTAS Y EQUIPOS POR COMPAÑÍA
 (millones de pesos)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación	Activo Fijo
	sep-18	sep-17		
Enel Distribución Chile	61.989	57.032	27.355	26.535
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	1.160	558	148	118
Luz Andes Ltda.	97	43	27	27
Empresa de Transmisión Chena S.A.	-	-	12	12
Total Consolidado	63.246	57.633	27.542	26.692

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

Enel Distribución Chile S.A. 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.

Al 30 de septiembre de 2018, Enel Distribución Chile S.A. no mantiene deuda bancaria.

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 S.A. 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 S.A. 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 30 de septiembre de 2018, Enel Distribución Chile S.A. tenía una liquidez de Ch\$ 3.004 millones, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2017, Enel Distribución Chile S.A. tenía una liquidez de Ch\$ 42.594 millones, en efectivo y otros medios equivalentes.

Riesgo de crédito.

Enel Distribución Chile S.A. 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 S.A. 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

1.- Marco regulatorio:

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

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

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

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

En el mercado eléctrico se transan dos productos (Energía y Potencia) y se prestan diversos servicios. En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de efectuar los balances, determinar las transferencias correspondientes entre generadores y calcular del 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.

2.- 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.

2.1 Segmento de Generación

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

- Clientes libres, que son aquellos usuarios que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 KW, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores, o bien, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen. • 16 •

- 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.

- Empresas Generadoras, en Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde 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, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido 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.

3.- Energías renovables no convencionales

La Ley 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 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.

3.1 Segmento de Transmisión

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

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

La planificación de los sistemas de Transmisión Nacional y Zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, para lo cual el Coordinador Eléctrico Nacional emite anualmente un plan de expansión, que debe ser aprobado 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 considera la realización de licitaciones abiertas, 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 y tiene obligación de licitar su construcción.

La remuneración de las ampliaciones corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. A partir el 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 un cargo único por uso del sistema de transmisión (CUT). El CUT es definido (\$/kWh) por la CNE, de manera semestral.

3.2 Segmento de Distribución

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

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, teniendo obligación de prestar servicio a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5000kW 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 estudios 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.

En efecto, 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, tanto la CNE como las empresas de distribución, encargan estudios 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. 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 igual al 10% real anual.

El VAD se obtiene ponderando los resultados de los estudios encargados por la CNE y por las empresas a razón 2/3 – 1/3, respectivamente. Con ese resultado, la CNE estructura tarifas básicas y verifica que la rentabilidad del agregado de la industria se encuentre en el rango establecido de 10% con un margen del $\pm 4\%$.

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 privatización del sector.

4.- Temas Regulatorios 2018

Plan Normativo CNE 2018

Mediante Resolución Exenta N°20, de fecha 12 enero 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 2018. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2018 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2017, cuya elaboración continuará en desarrollo durante el año 2018.

Reglamentos Publicados 2018

Reglamento Panel de Expertos. Con fecha 5 de enero de 2018, el Ministerio de Energía publica en el Diario Oficial un nuevo Reglamento para Panel de Expertos. Este reglamento tiene por objeto establecer disposiciones para el funcionamiento, financiamiento y competencias del Panel de Expertos, así como los procedimientos necesarios para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Reglamento del Coordinador Eléctrico. Con fecha 3 de abril de 2018, el Ministerio de Energía aprueba Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Este reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones para organización, composición y funcionamiento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, así como los procedimientos necesarios para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Reglamento de Seguridad de Servicios Complementarios, Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica. Con fecha 12 de junio de 2018, el Ministerio de Energía aprueba el Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica.

Plan de Expansión de la Transmisión - 2017

Con fecha 29 de diciembre de 2017, el regulador mediante Resolución Exenta CNE N°770, emitió el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2017. De acuerdo con las etapas contempladas por la ley, los interesados (debidamente inscritos en el registro de participación ciudadana) realizaron las observaciones correspondientes. Habida evaluación de las observaciones, mediante la Resolución Exenta N°163 de fecha 27 de febrero de 2018, la CNE aprobó el Informe Técnico Final del Plan De Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en Audiencia Pública.

Plan de Expansión de la Transmisión – 2018

En el Marco del proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018, la CNE convocó a todos los interesados a participar en la etapa de presentación de propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica. La convocatoria señala que las propuestas pueden ser presentadas a más tardar el día 30 de abril de 2018.

Planificación Energética 2018-2022

Mediante publicación en el Diario Oficial, con fecha 10 de abril de 2018, el Ministerio de Energía aprueba la Planificación Energética de Largo Plazo para el periodo 2018-2020. Este corresponde al primer proceso de planificación energética realizado de acuerdo a las disposiciones introducidas por la Ley 20.936. Este plan, de carácter no vinculante, se debe realizar cada 5 años, de acuerdo al artículo 83° de la Ley Eléctrica.

Ley 21.076

Con fecha 27 de febrero de 2018, se publica en el diario Oficial la Ley 21.076, que modifica la Ley Eléctrica para imponer a la empresa distribuidora la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de la inutilización de las instalaciones por fuerza mayor. En el único artículo de esta Ley, se indica que el Empalme y Medidor son parte de la red de distribución.

Estudio de Tarifas por artículo 187° de la Ley Eléctrica.

Con fecha 6 de octubre de 2017, la CNE emite la Resolución Exenta CNE N°560, que aprueba acuerdo unánime para efectuar Nuevo Estudio de Tarifas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 187°, parte final, de la Ley Eléctrica, suscrito entre la CNE y las empresas concesionarias de servicio público de distribución. En este contexto, en diciembre de 2017, la CNE solicita a las empresas distribuidoras los planes de inversión y costos necesarios para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (aprobada por Resolución Exenta CNE N°706, de fecha 7 diciembre de 2017) no reconocidos en las tarifas vigentes de suministro de electricidad (Decreto Supremo N°11T de 2016, del Ministerio de Energía).

Con fecha 28 de septiembre de 2018, el Ministerio de Energía pública en el Diario Oficial en el Decreto N°5T que actualiza al Decreto N°11T de 2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualiza las tarifas del segmento de distribución eléctrica. Estas nuevas condiciones tarifarias estarán vigentes hasta el próximo proceso de fijación tarifaria.

5.- Revisiones tarifarias y procesos de suministro

5.1 Fijación Tarifas de Distribución

A fines de 2015, la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) publicó la Resolución Exenta N°699 comunicando la definición de Áreas Típicas y las bases para el “Estudio de Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio 2016-2020”, y las bases para el “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, dando así el inicio oficial al proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

De las 6 áreas típicas de distribución fijadas por la CNE que se tarifan de forma individual, Enel Distribución Chile S.A. fue catalogada dentro del área típica 1, al igual que en el proceso anterior, reflejando la mayor densidad de sus redes y, por lo tanto, menores costos que las otras empresas del sector. Las filiales Empresa Eléctrica Colina y Luz Andes, al igual que en el proceso anterior, fueron clasificadas en las áreas típicas 4 y 2, respectivamente.

En febrero de 2016, la CNE publicó en diario oficial la Resolución Exenta N°83 con la lista de empresas consultoras elegibles por las empresas concesionarias de distribución. Con estos antecedentes, en abril de 2016 Enel Distribución Chile S.A. adjudicó al Consultor Systep Ingeniería y Diseños S.A para efectuar el Estudio de Valor Agregado de Distribución Cuadrienio 2016-2020. El 5 de septiembre de 2016, Enel Distribución Chile S.A. entregó el estudio a la autoridad, cumpliendo con los requerimientos señalados en la Ley, en tiempo y forma.

El proceso de fijación de tarifas para el cuadrienio 2016 -2020 culminó con la publicación en el diario oficial del decreto tarifario 11T, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución, el cual tiene vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Las tarifas a cliente final que rigieron durante 2017-2018 fueron determinadas sobre la base de los siguientes decretos:

- i) Decreto N°1T, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 2013 y que rige retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2012 hasta el 3 de noviembre de 2016.
- ii) Decreto N°11T, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rige retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016 hasta el 3 de noviembre de 2020.
- iii) Decreto N°14, que fija tarifas de sistemas de Subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, publicado en el Diario Oficial el 9 de abril de 2013 y que rige retroactivamente desde el 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2014. Decreto 7T que extiende la vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015.
- iv) Decretos de Precios:

- Precios de nudo promedio:

Con fecha 1 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad con motivo de la Ley N°20.928 sobre Equidad Tarifaria en lo relativo al Reconocimiento de Generación Local, con efecto retroactivo a contar del 1 de agosto de 2016.

Con fecha 10 de octubre de 2017, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°12T, 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 2017.

Con fecha 10 de octubre de 2017, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°3T, 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 2017.

Con fecha 24 de marzo de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°12T, 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 2018.

- Precios de nudo de corto plazo:

Con fecha 2 de julio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°5T, que fija los precios de nudo de corto plazo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2016.

Con fecha 26 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía publicó el decreto 2T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2017.

Con fecha 25 de enero de 2018, el Ministerio de Energía publicó el decreto 5T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de octubre de 2017.

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

5.2 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución

Con fecha 14 de marzo de 2014, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, que fija los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía asociados a la distribución eléctrica. Estos valores rigen a partir de la fecha en que se publicó el decreto de manera no retroactiva y hasta la fecha, son los valores vigentes.

A fines de 2015, la CNE publicó la Resolución Exenta. N°699 que comunica, entre otros, las bases para los “Estudios de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

Estas bases incorporan cinco nuevos servicios, entre los cuales destacan, la “Ejecución o instalación de empalmes provisorios” y el “Arriendo de empalmes provisorios”.

Con fecha 20 de enero de 2017, se publicó el "Informe Final del Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución". Siguiendo el proceso establecido, Enel Distribución Chile S.A. presentó sus observaciones al estudio.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 213 de fecha 27 de abril de 2017, la CNE aprueba el Informe Técnico “Fijación de Fórmulas Tarifarias de Servicios no Consistentes en Suministro de Energía, Asociados a la Distribución de Electricidad”. Siguiendo con las etapas del proceso, Enel Distribución Chile S.A. presentó sus discrepancias al Informe Técnico.

A la fecha no se ha publicado el decreto tarifario que fijará las nuevas tarifas.

5.3 Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal

La Ley 20.936, del 20 de julio de 2016, que establece un nuevo marco regulatorio para los sistemas de transmisión de energía eléctrica, introdujo cambios en los procesos tarifarios a todo el segmento de transmisión. A partir de la publicación de dicha ley, el segmento antes conocido como “Subtransmisión” pasó a denominarse Transmisión Zonal.

Las tarifas de Transmisión Zonal se fijan cada cuatro años. Sin embargo, antes de la publicación de la Ley 20.936 el período tarifario de Subtransmisión (hoy Transmisión Zonal) había sido extendido, a saber:

- El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.805 que, entre otras cosas, facultó al Ministerio de Energía para extender en un año el decreto CNE N°14 de 2012, que establecía las tarifas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014 (es decir, dicho decreto tarifario sería vigente para el periodo 2011 -2015, y, además, se retrasaría en un año la vigencia del proceso tarifario 2015-2018 (es decir 2016-2019).
- El 22 de Abril de 2015 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto 7T, haciendo efectiva la extensión del plazo de vigencia del decreto tarifario de Subtransmisión, y señalando expresamente que las nuevas tarifas entrarían en vigencia el 1 de Enero de 2016.

Sin perjuicio de lo anterior, la Ley 20.936/2016 establece en su artículo undécimo transitorio que la vigencia del decreto de tarifario de Subtransmisión se vuelve a extender (Decreto N°14 de 2012) hasta el 31 de diciembre de 2017.

En relación al período 2016-2017, el 29 de diciembre de 2016 se publica la Resolución Exenta CNE N°940, la cual define los ajustes necesarios al Decreto N°14 para extender su vigencia durante los años 2016 y 2017. El alcance principal de estos ajustes corresponde a la exención de pago por uso de sistemas de transmisión zonal por parte de centrales generadoras que inyectan a través de dichos sistemas.

De acuerdo a lo estipulado en el artículo duodécimo de las disposiciones transitorias de la Ley 20.936, al proceso tarifario 2016-2019 se le da continuidad y sus resultados serán utilizados para tarificar el periodo 2018-2019.

En este contexto, con fecha 10 de febrero de 2017, mediante Resolución Exenta CNE N° 83, se publicó el “Informe Técnico Preliminar sobre Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018-2019”. Cumpliendo, en tiempo y forma, Enel Distribución Chile S.A. realizó las observaciones pertinentes. Posteriormente, con fecha 28 de marzo de 2017, mediante Resolución Exenta CNE 149, se publicó el Informe Técnico Definitivo. Siguiendo con las etapas del proceso, Enel Distribución Chile S.A. presentó sus discrepancias al informe Técnico Definitivo. El 19 de mayo de 2017, se realizó Audiencia Pública, donde Enel Distribución Chile S.A. y otros interesados expusieron sus discrepancias ante Panel de Expertos.

A la fecha no se ha publicado el decreto tarifario que fijará las nuevas tarifas.

5.4 Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023

En el marco del proceso de Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023 se encuentran en curso 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, el Regulador mediante Resolución Exenta CNE N°771 (29 de diciembre de 2017) emitió el informe técnico preliminar definiendo qué instalaciones de transmisión corresponden a cada segmento (Nacional, Zonal y Dedicado). Los interesados (debidamente inscritos en registro de participación ciudadana) realizaron observaciones a este informe durante los primeros días de enero de 2018. Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo mediante la Resolución Exenta N°123 de fecha 13 de febrero de 2018. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública.

En el marco del análisis y estudio de las discrepancias presentadas, el Panel de Expertos solicitó información adicional a la CNE. A raíz de esta solicitud, la CNE detectó inconsistencias en la aplicación de la metodología para la calificación de instalaciones, por lo cual inició un procedimiento administrativo de invalidación del mencionado. Por otra parte, para efectos del proceso de Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión, la CNE mediante Resolución Exenta N°212 de fecha 15 de marzo 2018, emitió Informe Preliminar. Los interesados (debidamente inscritos en el registro de participación ciudadana) enviaron las observaciones pertinentes.

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 mediante Resolución Exenta N° 769/2017 (29 de diciembre de 2017). Dicho documento, en términos generales, norma el proceso de contratación del estudio tarifario y define las reglas para efectuar la tarificación de toda la transmisión, definiendo la licitación de dos estudios: uno para instalaciones Nacionales y otro para instalaciones Zonales y Dedicadas. De acuerdo con las etapas contempladas por la Ley, los interesados (debidamente inscritos en registro de participación ciudadana), realizaron observaciones a este documento durante los primeros días de enero de 2018. Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo mediante la Resolución Exenta N°124 de fecha 13 de febrero 2018. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentarán sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública.

5.5 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.

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 S.A. 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 S.A. que adjudicó contratos de suministro por 1.2 TWh/año, representando el 54% del total adjudicado.

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.