

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.
AL 30 DE JUNIO DE 2019
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

- El número de clientes se incrementó en 2,5% (+ 47.198 clientes), alcanzando 1.949.508 clientes al 30 de junio de 2019, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 42.964 y 3.298 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las ventas físicas alcanzaron los 8.519 GWh a junio de 2019, reflejando un incremento de 2,7% respecto a igual período del año anterior, como consecuencia principalmente de mayores ventas en el segmento residencial.
- Los ingresos operacionales aumentaron en un 13,1% alcanzando Ch\$ 686.685 millones, principalmente por mayores ingresos por venta de energía.
- Las compras de energía aumentaron en 13,6% al totalizar Ch\$ 513.032 millones, debido principalmente por un mayor precio promedio de compra y a una mayor compra física (+255 GWh).
- Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) aumentaron en Ch\$ 384 millones, fundamentalmente por mayores costos no recurrentes.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación aumentaron en Ch\$ 4.743 millones, como consecuencia de mayores costos asociados de Operación y Mantenimiento.
- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA aumentó un 9,0% a junio de 2019, totalizando Ch\$ 96.758 millones.
- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. aumentó desde Ch\$ 53.020 millones en junio de 2018 a Ch\$ 56.427 millones en junio de 2019, principalmente por el mayor EBITDA del periodo.

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\$ 5,6 millones.

I. ANALISIS 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 junio de 2019 fue una utilidad de Ch\$ 56.427 millones, comparado con los Ch\$ 53.020 millones de utilidad registrados en el periodo anterior.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2019



A continuación se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados al 30 de junio de 2019 y 2018:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (Actividades Continuas) (millones de Ch\$)	jun-19	jun-18	Variación jun 19-Jun 18	% Variación jun 19-Jun 18
INGRESOS	686.685	607.070	79.615	13,1%
Ventas	683.537	604.161	79.376	13,1%
Ventas de Energía	644.369	566.313	78.056	13,8%
Otras Ventas	5.776	5.643	133	2,4%
Otras Prestaciones de Servicios	33.392	32.205	1.187	3,7%
Otros ingresos de explotación	3.148	2.909	239	8,2%
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(538.990)	(472.456)	(66.534)	14,1%
Compras de energía	(513.032)	(451.699)	(61.333)	13,6%
Gastos de transporte	(9.181)	(4.911)	(4.270)	86,9%
Otros aprovisionamientos y servicios	(16.777)	(15.846)	(931)	5,9%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	147.695	134.614	13.081	9,7%
Trabajos para el inmovilizado	4.092	3.166	926	29,2%
Gastos de personal	(17.740)	(16.430)	(1.310)	8,0%
Otros gastos fijos de explotación	(37.289)	(32.546)	(4.743)	14,6%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	96.758	88.804	7.954	9,0%
Depreciación y amortización	(19.032)	(18.424)	(608)	3,3%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto	(3.818)	(1.424)	(2.394)	168,1%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	73.908	68.956	4.952	7,2%
RESULTADO FINANCIERO	1.103	3.276	(2.173)	(66,3%)
Ingresos financieros	5.065	5.802	(737)	(12,7%)
Gastos financieros	(3.340)	(3.434)	94	(2,7%)
Resultados por unidades de reajuste	(659)	795	(1.454)	(182,9%)
Diferencias de cambio	37	113	(76)	(67,3%)
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	-	-	-	0,0%
Resultados de otras inversiones	-	-	-	-
Resultados en ventas de activo	-	-	-	-
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	75.011	72.232	2.779	3,8%
Impuesto sobre sociedades	(18.584)	(19.212)	628	(3,3%)
RESULTADO DEL EJERCICIO	56.427	53.020	3.407	6,4%
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	56.427	53.020	3.407	6,4%
Resultado del periodo	56.427	53.020	3.407	6,4%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	56.427	53.020	3.407	6,4%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-
Utilidad por Acción Ch\$	49,04	46,07	2,96	6,4%

Resultado de Explotación

El resultado de explotación obtenido al 30 de junio de 2019 fue de Ch\$ 73.908 millones, mayor en 7,2% respecto de los Ch\$ 68.956 millones registrados en el periodo anterior. Por su parte, el EBITDA aumentó en Ch\$ 7.954 millones o 9,0% al alcanzar los Ch\$ 96.758 millones en junio de 2019.

Lo anterior, se explica fundamentalmente por lo siguiente:

Los **Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 686.685 millones**, y aumentaron en Ch\$ 79.615 millones, equivalente a un 13,1%, que se explica principalmente por **(i)** mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 78.056 millones, debido a un mayor precio medio de venta expresado en pesos producto de un mayor tipo de cambio del periodo, al efecto en tarifa que originó la aplicación de la norma técnica y a una mayor venta física de energía (+227 GWh, o un 2,7%), y **(ii)** mayores ingresos de peajes en el segmento de transmisión zonal por Ch\$ 3.260 millones, también por efecto de un mayor precio medio expresado en pesos. Lo anterior está compensado parcialmente por menores ingresos por otros servicios por Ch\$ 2.073 millones.

Los **costos de explotación ascendieron a Ch\$ 538.990 millones**, un aumento de Ch\$ 66.534 millones que se explican por mayores compras de energía por Ch\$ 61.333 millones debido principalmente a un mayor precio promedio de compra y una mayor compra física en el periodo (+255 GWh) y mayores costos por transporte de transmisión zonal por Ch\$ 4.270 millones debido mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión, además de mayores costos por otros aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 931 millones, que se explican principalmente por gastos por sanciones y multas Ch\$1.085 millones, compensado por menores costos por servicios de valor añadido por Ch\$ 155 millones.

Los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado) aumentaron en Ch\$ 384 millones** respecto a junio de 2018, explicado fundamentalmente por mayores costos no recurrentes.

Por otro lado, durante el presente periodo hubo un **aumento en los costos fijos en Ch\$ 4.743 millones**, como consecuencia de mayores costos de operación y mantenimiento, asociado a la norma técnica de distribución.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO 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
	30-06-2019	30-06-2018	jun 19 - jun 18	jun 19 - jun 18
Ventas de energía	644.369	566.313	78.056	13,8%
Venta de electricidad Residencial	256.881	209.034	47.847	22,9%
Venta de electricidad Comercial	209.768	189.998	19.770	10,4%
Venta de electricidad Industrial	108.770	104.744	4.026	3,8%
Otros Consumidores	68.950	62.537	6.413	10,3%
Otras ventas	5.776	5.643	133	2,4%
Ventas de productos y servicios	5.776	5.643	133	2,4%
Otras prestaciones de servicios	33.392	32.205	1.187	3,7%
Peajes de transmisión y transporte	11.416	8.156	3.260	40,0%
Servicios de construcción de empalmes	8.453	6.094	2.359	38,7%
Arriendo equipos de medida	627	2.563	(1.936)	(75,5%)
Instalaciones específicas y redes	3.722	4.651	(929)	(20,0%)
Alumbrado público	3.609	4.903	(1.294)	(26,4%)
Otras prestaciones	5.565	5.838	(273)	(4,7%)
Total Ingresos de actividades ordinarias	683.537	604.161	79.376	13,1%

Otros Ingresos por naturaleza				
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	1.325	937	388	41,4%
Cancelación fuera de plazo de facturación	236	418	(182)	(43,5%)
Recuperación deuda castigada	293	28	265	946,4%
Ingreso por multas a proveedores	86	358	(272)	(76,0%)
Otros Ingresos	1.208	1.168	40	3,4%
Total Otros ingresos por naturaleza	3.148	2.909	239	8,2%

La venta de energía de las actividades continuadas de Enel Distribución Chile S.A y filiales, para los periodos terminados al 30 de junio de 2019 y 2018, se muestran a continuación:

Mercado	Ciudad Jun-19	Ciudad Jun-18	% Var Clientes	Ventas millones Ch\$ Jun-19	Ventas millones Ch\$ Jun-18	% Var Clientes	(*)Venta GWh Jun-19	(*)Venta GWh Jun-18	% Var GWh
Residencial	1.747.163	1.704.199	2,5%	256.881	209.034	22,9%	2.336	2.253	3,7 %
Comercial	150.171	146.873	2,2%	209.768	189.998	10,4%	2.514	2.666	(5,7 %)
Industrial	12.733	12.559	1,4%	108.770	104.744	3,8%	1.009	1.129	(10,6 %)
Peaje	650	334	95%	-	-	-	2.146	1.712	25,4 %
Otros	38.791	38.345	1,2%	68.950	62.537	10,3%	514	532	(3,4 %)
Totales	1.949.508	1.902.310	2,5 %	644.369	566.313	13,8%	8.519	8.292	2,7 %

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

Resultado no Operacional

A continuación se presenta un resumen del resultado no operacional al 30 de junio de 2019 y 2018:

Resultado no Operacional (millones de Ch\$)	jun-19	jun-18	Variación jun 19-Jun 18	% Variación 19-jun 18	jun
RESULTADO FINANCIERO	1.103	3.276	(2.173)	(66,3%)	
Ingresos financieros	5.065	5.802	(737)	(12,7%)	
Gastos financieros	(3.340)	(3.434)	94	(2,7%)	
Resultados por unidades de reajuste	(659)	795	(1.454)	(182,9%)	
Diferencias de cambio	37	113	(76)	(67,3%)	
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	75.011	72.232	2.779	3,8%	
Impuesto sobre sociedades	(18.584)	(19.212)	628	(3,3%)	
RESULTADO DEL EJERCICIO	56.427	53.020	3.407	6,4%	
Resultado del período	56.427	53.020	3.407	6,4%	
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	56.427	53.020	3.407	6,4%	
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	

- Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en Ch\$ 2.173 millones con respecto al ejercicio anterior, lo que se explica fundamentalmente por:

Menores ingresos financieros por convenios y financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 904 millones, por un menor rendimiento financiero de inversiones en instrumentos de renta fija por Ch\$ 443 millones y por menores ingresos por intereses por Ch\$ 7 millones provenientes de un crédito estructurado con Enel Chile S.A., y menores ingresos por reajustes y diferencia de cambio por Ch\$ 1.531 millones. Lo anterior compensado con mayores ingresos financieros relacionados a los flujos de financiamiento otorgados a la compañía a través de Contrato de Caja Centralizada por Ch\$ 733 millones.

- Impuestos a las Ganancias

El Impuesto a las Ganancias sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 18.584 millones a junio 2019, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 628 millones respecto al año anterior. Esta variación se explica principalmente por un mayor beneficio por Ch\$ 573 millones por efectos de corrección monetaria IPC.

2. Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	jun-19	dic-18	Variación Jun 19-dic 18	% Variación jun 19-dic 18
Activos Corrientes	342.658	296.453	46.205	16%
Activos No Corrientes	1.009.262	982.927	26.335	3%
Total Activos	1.351.920	1.279.380	72.540	6%

- Los Activos Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 46.205 millones, equivalentes a un 16%, que se explica principalmente por:
- ❖ Disminución de efectivo y equivalente al efectivo en Ch\$ 1.177 millones, producto de una disminución de saldos en bancos.
 - ❖ Aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en Ch\$ 87.854 millones, principalmente por un incremento de los deudores por venta en Ch\$ 82.920 millones, producto de tarifas pendientes de aplicar a clientes por Ch\$ 69.001 millones más un incremento en la facturación por Ch\$ 18.898 millones, compensado con una mayor provisión de estimación de deudores incobrables (principalmente por la aplicación de la Norma IFRS9) por Ch\$ 1.703 millones.
 - ❖ Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente en Ch\$ 51.204 millones, que se explica principalmente por disminución de cuenta a cobrar a Enel Chile S.A por Ch\$ 53.760 millones, lo anterior se compensa parcialmente por un aumento de cuentas a cobrar a Enel Generación y Enel X por Ch\$ 1.310 millones y Ch\$ 913 millones respectivamente.
 - ❖ Aumento de otros activos no financiero corriente en Ch\$ 8.422 millones, que se explica principalmente por mayores gastos anticipados asociados a proyectos.
 - ❖ Aumento de activos por impuestos corrientes por Ch\$ 3.614 millones, que se explica principalmente por pagos provisionales mensuales por Ch\$ 7.595 que se compensa por menores impuestos por recuperar de ejercicios anteriores de Ch\$ 3.824 millones.
 - ❖ Disminución de inventarios, que se explica principalmente por los inventarios transferidos a la empresa relacionada Enel X por M\$ 2.046 millones, compensado por aumento de inventarios destinados a mantención por Ch\$ 739 millones.

- Los Activos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 26.335 millones, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 24.835 millones, que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 33.186 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\$3.383 millones, parcialmente compensado por la depreciación por Ch\$ 17.437 millones.
 - ❖ Disminución neta de Intangibles distintos a la plusvalía Ch\$ 511 millones, que corresponde principalmente a aumento de inversiones del período por Ch\$ 2.105 millones que se compensa por amortización del período por Ch\$ 1.594 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	jun-19	dic-18	Variación Jun 19-dic 18	% Variación jun 19-dic 18
Pasivos Corrientes	462.024	450.183	11.841	3%
Pasivos No Corrientes	68.878	63.065	5.813	9%
Patrimonio Neto	821.018	766.132	54.886	7%
Dominante	821.013	766.127	54.886	7%
Minoritario	5	5	-	0%
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.351.920	1.279.380	72.540	6%

Los Pasivos Totales y el Patrimonio neto de la compañía, presentan a junio de 2019 un aumento de Ch\$ 72.540 millones respecto a diciembre de 2018, debido principalmente a:

- Los Pasivos Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 11.841 millones, equivalentes a un 3%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 19.879 millones, que se explica principalmente por un aumento de cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 36.206 millones y disminución de otras cuentas por pagar por Ch\$ 16.328 millones.

- ❖ Aumento de Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 1.420 millones, que se explica por mayores impuestos corrientes (iva) por Ch\$ 3.447 millones que se compensa por menores ingresos anticipados asociados a empalmes y otros servicios por Ch\$ 2.027 millones.
- ❖ Disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 5.387 millones, que explica principalmente por menores obligaciones con Enel Chile S.A. por Ch\$ 23.717 millones, producto menores obligaciones por concepto de dividendos por pagar por Ch\$ 36.380 millones que se compensa por mayor deuda de cuenta corriente mercantil por Ch\$ 14.686 millones.
Lo anterior se compensa parcialmente por mayores obligaciones con Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 15.182 millones, por concepto de compras de energía y por mayores obligaciones por servicios prestados por Enel Global I&N S.R.L. por Ch\$ 1.576 millones.
- ❖ Disminución de pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 4.984 millones, que se explica principalmente por una disminución en la provisión de Impuesto a la Renta neto de pagos provisionales mensuales de ejercicios anteriores.
- Los Pasivos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 5.813 millones, equivalentes a un 9%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento de otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 3.081 millones, que corresponde a obligaciones por leasing producto de la entrada en vigencia de la NIIF 16.
 - ❖ Aumento de otras provisiones no corrientes por Ch\$ 1.472 millones, que corresponde principalmente a aumento en provisiones por reclamaciones legales por Ch\$ 1.356 millones.
 - ❖ Aumento de otros pasivos no financieros no corrientes por Ch\$ 1.019 millones por mayores obligaciones por aportes financieros reembolsables.
- El patrimonio neto aumento en Ch\$ 54.886 millones respecto de diciembre de 2018 y se explica fundamentalmente por un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 56.427 millones, lo anterior se compensa por una disminución de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 1.541 millones.

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

Indicador	Unidad	jun-19	dic-18	Variación	Variación %	
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,74	0,66	0,08	12%
	Razón Acida (1)	Veces	0,74	0,65	0,09	14%
	Capital de Trabajo	MM\$	(119.366)	(153.730)	34.364	(22%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,65	0,67	(0,02)	(3%)
	Deuda Corto Plazo	%	87,0%	87,7%	(0,7%)	(1%)
	Deuda Largo Plazo	%	13,0%	12,3%	0,7%	6%
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	24,42	39,51	(15,09)	(38%)
Rentabilidad	Resultado explotación/ingresos explotación	%	10,8%	12,6%	10,8%	(15%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada	%	15,9%	16,9%	15,9%	(6%)
	Rentabilidad del Activo anualizada	%	9,6%	10,1%	9,6%	(5%)

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

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

3. Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó a junio 2019 un flujo neto negativo de Ch\$ 1.134 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de Ch\$)	jun-19	jun-18	Variación jun 19-jun 18	% Variación jun 19-jun 18
de la Operación	(2.189)	36.815	(39.004)	(105,95%)
de Inversión	23.403	(52.787)	76.190	(144,33%)
de Financiamiento	(22.348)	(23.315)	967	(4,15%)
Flujo neto del período	(1.134)	(39.287)	38.153	(97,11%)

Las actividades de operación generaron un flujo negativo de Ch\$ 2.189 millones, lo que representa una disminución de 105,95% respecto de junio de 2018.

Este flujo está compuesto principalmente por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 660.307 millones, pagos de impuestos a las ganancias por Ch\$ 25.624 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 18.662 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 8.345 millones, pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente vender por Ch\$ 2.012 millones, otras salidas de efectivo por Ch\$ 2.924 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\$ 714.738 millones, cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por Ch\$ 1.235 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$ 505 millones.

• 10 •

Las actividades de inversión generaron un flujo positivo de Ch\$ 23.403 millones, que se explica principalmente por cobros a entidades relacionadas por prestamos (Enel Chile S.A.) por Ch\$ 53.484 millones e intereses recibidos por Ch\$ 1.080 millones, compensado por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 30.869 millones y préstamos a entidades relacionadas por Ch\$ 292 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 22.348 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados de Ch\$ 36.741 millones, pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 248 millones e intereses pagados por Ch\$ 46 millones, compensado por obtención de préstamos de entidades relacionadas por Ch\$ 14.687 millones (Enel Chile S.A.).

INFORMACION PLANTAS Y EQUIPOS POR COMPAÑÍA
 (millones de pesos)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación Activo Fijo	
	jun-19	jun-18	jun-19	jun-18
Enel Distribución Chile	29.935	52.027	17.663	16.427
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	933	1.153	98	95
Luz Andes Ltda.	-	58	17	18
Empresa de Transmisión Chena S.A.	-	-	8	8
Total Consolidado	30.868	53.238	17.786	16.548

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.

Al 30 de junio de 2019, Enel Distribución Chile 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 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 marzo de 2019, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de CH\$ 3.793 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

1.- 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 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), 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 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.

2.2 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 ser licitada. 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 un cargo por uso del sistema de transmisión. Dicho cargo es definido (\$/kWh) por la CNE, de manera semestral.

2.3 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 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 promulgación de la Ley General del Servicios Eléctricos en el año 1982.

3.- Temas Regulatorios 2019

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 continuará 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 Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

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 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 9 de enero de 2019, el Ministerio de Energía fija las Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que también deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes.

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 presentar propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión hasta el 30 de abril de 2018, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica. Siguiendo con las etapas del proceso, con fecha 14 de noviembre de 2018, la CNE publica Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018. Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Final mediante Resolución Exenta N°14 de fecha 11 de enero de 2019. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública. Considerando lo anterior, la CNE publica el Informe Técnico Definitivo que contiene el Plan de Expansión Anual correspondiente al año 2018, mediante Resolución Exenta N° 334 de fecha 29 de mayo de 2019.

Plan de Expansión de la Transmisión - 2019

En el marco del proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 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.

4.- Revisiones tarifarias y procesos de suministro

4.1 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 11T, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución, el cual tuvo vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

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

Las tarifas a cliente final que han regido durante 2018-2019 fueron determinadas sobre la base de los siguientes decretos y resoluciones:

- i) 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 rigió retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016.

- ii) Decreto N°5T, 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 rige desde su fecha de publicación hasta el 3 de noviembre de 2020.
- iii) Decreto N°6T, 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.
- iv) Decretos de Precios:

-Precios de nudo promedio:

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.

Con fecha 28 de septiembre de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T, 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, 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.

-Precios de nudo de corto plazo:

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.

Con fecha 8 de febrero de 2019, el Ministerio de Energía publicó el decreto 12T, 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 1T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2019.

4.2 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, 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.

4.3 Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal

Con fecha de 05 de octubre de 2018, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°6T 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.

4.4 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, 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.

Dentro de este proceso, 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 proceso. En este contexto, con fecha 4 de septiembre de 2018 la CNE publicó Resolución Exenta N°613 mediante la cual invalidó las etapas ya realizadas del referido proceso, retro trayéndolo a la publicación del informe técnico preliminar. Así, con fecha 5 de octubre de 2018, CNE publicó un nuevo Informe

Técnico Preliminar mediante Resolución Exenta N°673, el cual recibió las observaciones de los interesados inscritos en el proceso. Posteriormente, con fecha 21 de noviembre de 2018, la CNE mediante Resolución Exenta N°761 emitió el Informe Técnico Final de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Trasmisión para el periodo 2020-2023. Siguiendo con las etapas del proceso, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos. Finalmente, con fecha 09 de abril de 2019, la CNE mediante Resolución Exenta 244 publica Informe Técnico Final.

Por otra parte, para efectos del proceso de Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Trasmisión, 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 y participaron del proceso de discrepancias ante el Panel de Expertos. Con fecha 05 de junio de 2018, la CNE aprueba 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 Trasmisión, la CNE publicó las Bases Técnicas y Administrativas Preliminares mediante Resolución Exenta N° 769 (29 de diciembre de 2017). Dicho documento, en términos generales, 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. 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 presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública. Luego de la culminación del proceso de Calificación de Instalaciones señalado precedentemente, la CNE mediante la Resolución Exenta N°272, con fecha 26 de abril de 2019, aprueba las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Trasmisión

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 Trasmisión, mediante Resolución Exenta N° 271 con fecha 26 de abril de 2019.

4.5 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 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.

Con fecha 26 de abril de 2019, la CNE mediante Resolución Exenta N°273 de 2019, aprueba Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía para Clientes sometidos a regulación de precios, proceso denominado Licitación Suministro 2019/01.

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.