



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

- El número de clientes se incrementó en 3,1% (+ 56.875 clientes), alcanzando 1.882.394 clientes al 31 de diciembre de 2017, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 52.716 y 3.362 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 91.014 millones, lo que representa un incremento de 11% respecto del año anterior.
- Las ventas físicas alcanzaron 16.438 GWh en 2017, incrementándose en 3,2% (+514 GWh) respecto a diciembre de 2016.
- Los ingresos operacionales aumentaron en un 1,3% alcanzando Ch\$ 1.333.027 millones, principalmente por mayores ventas en el sector residencial.
- Las compras de energía aumentaron en 0,1% al totalizar Ch\$ 938.068 millones, debido principalmente a una mayor compra física (+569 GWh), compensado parcialmente por un menor precio promedio de compra.
- El margen de los productos y servicios de valor añadido, alcanzó los Ch\$ 21.379 millones, incrementándose Ch\$ 2.657 millones respecto del año anterior.
- Los Otros Aprovisionamientos y Servicios aumentaron en 35,8% (+Ch\$ 16.088 millones) totalizando Ch\$ 60.998 millones, debido principalmente a Multas y Compensaciones derivadas de los eventos climáticos extraordinarios ocurridos en junio y julio.
- Los gastos de personal aumentaron en Ch\$ 2.602 millones, principalmente por bonos extraordinarios y no recurrentes otorgados a los empleados, en el contexto de la nueva negociación colectiva llevada a cabo con los sindicatos de la compañía.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación aumentaron en Ch\$ 9.865 millones, también como consecuencia de los eventos climáticos extraordinarios ocurridos en 2017, por concepto de Atención de Emergencias y Plan Especial de Podas.
- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA disminuyó un 7,8% a diciembre de 2017, totalizando Ch\$ 177.188 millones.
- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. disminuyó desde Ch\$ 141.499 millones en diciembre de 2016 a Ch\$ 105.049 millones en diciembre de 2017, principalmente por mayores gastos reconocidos en 2017 producto de los eventos climáticos extraordinarios, por mayor gasto por depreciación registrado en el presente ejercicio y porque los resultados de 2016 incluyeron los negocios extranjeros, antes de materializarse la división de la compañía el 1 de marzo del año anterior.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

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. 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\$ 69 millones.

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

INFORMACION RELEVANTE:

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Chilectra S.A. (actualmente Enel Distribución Chile S.A.) resolvió aprobar la división de la Compañía, sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas. Producto de la división de Chilectra S.A., surgiría una nueva sociedad anónima abierta que se denominaría Chilectra Américas S.A., a la cual le serían asignadas las participaciones societarias y los activos y pasivos asociados a Chilectra S.A. fuera de Chile.

Con fecha 1 de Marzo 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Chilectra S.A. y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Chilectra Américas S.A., sociedad que posteriormente, con fecha 1 de diciembre de 2016, se fusionó con Enel Américas.

En consideración a lo anterior y de acuerdo a lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera, los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de distribución fuera de Chile por el periodo de dos meses terminado al 29 de febrero de 2016, al considerarse operaciones discontinuadas, se presentan en el rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidado.

Para mayor información, ver nota 5 de los estados financieros consolidados de Enel Distribución Chile S.A. al 31 de diciembre de 2017.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Distribución Chile S.A. al cierre de diciembre de 2017 fue una utilidad de Ch\$ 105.049 millones, comparado con los Ch\$ 141.499 millones de utilidad registrados en el ejercicio anterior.

A continuación se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados de las actividades continuadas al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (Actividades Continuadas) (millones de Ch\$)	dic-17	dic-16	Variación dic 17-dic 16	% Variación dic 17-dic 16
INGRESOS	1.333.027	1.315.761	17.266	1,3%
Ventas	1.328.791	1.310.175	18.616	1,4%
Ventas de Energía	1.186.795	1.172.700	14.095	1,2%
Otras Ventas	12.742	8.969	3.773	42,1%
Otras Prestaciones de Servicios	129.254	128.506	748	0,6%
Otros ingresos de explotación	4.236	5.586	(1.350)	(24,2%)
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.062.076)	(1.042.330)	(19.746)	1,9%
Compra de energía	(938.068)	(936.965)	(1.103)	0,1%
Gastos de transporte	(63.010)	(60.455)	(2.555)	4,2%
Otros aprovisionamientos y servicios	(60.998)	(44.910)	(16.088)	35,8%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	270.951	273.431	(2.480)	(0,9%)
Trabajos para el inmovilizado	6.630	6.339	291	4,6%
Gastos de personal	(38.450)	(35.557)	(2.893)	8,1%
Otros gastos fijos de explotación	(61.943)	(52.078)	(9.865)	18,9%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	177.188	192.135	(14.947)	(7,8%)
Depreciación y amortización	(36.685)	(30.399)	(6.286)	20,7%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto	(7.993)	(5.142)	(2.851)	55,4%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	132.510	156.594	(24.084)	(15,4%)
RESULTADO FINANCIERO	6.412	8.579	(2.167)	(25,3%)
Ingresos financieros	12.895	14.289	(1.394)	(9,8%)
Gastos financieros	(7.094)	(6.489)	(605)	9,3%
Resultados por unidades de reajuste	761	975	(214)	(21,9%)
Diferencias de cambio	(150)	(196)	46	(23,5%)
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	157	1	156	0,0%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	-	2	(2)	-
Resultados de otras inversiones	4	(1)	5	-
Resultados en ventas de activo	153	-	153	-
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	139.079	165.174	(26.095)	(15,8%)
Impuesto sobre sociedades	(34.030)	(32.589)	(1.441)	4,4%
RESULTADO DEL EJERCICIO	105.049	132.585	(27.536)	(20,8%)
Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	8.914	(8.914)	(100,0%)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	105.049	141.499	(36.450)	(25,8%)
Resultado del período	105.049	141.499	(36.450)	(25,8%)
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	105.049	141.499	(36.450)	(25,8%)
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-
Utilidad por Acción Ch\$	91,29	122,96	(31,68)	(25,8%)



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

Resultado de Explotación

El resultado de explotación obtenido al 31 de diciembre de 2017 fue de Ch\$ 132.510 millones, menor en 15,4% respecto de los Ch\$ 156.594 millones registrados en el ejercicio anterior. Por su parte, el EBITDA disminuyó en Ch\$ 14.947 millones o 7,8% al alcanzar los Ch\$ 177.188 millones en diciembre de 2017.

Lo anterior, se explica fundamentalmente por lo siguiente:

Un mayor margen en la compra y venta de energía, incluyendo ingresos y gastos de transporte, por Ch\$ 15.655 millones, principalmente gracias al incremento de las ventas físicas (+514 GWh) y mayores ingresos en negocio transmisión.

El margen de los productos y servicios de valor añadido alcanzó los Ch\$ 21.379 millones, aumentando Ch\$ 2.657 millones respecto del año anterior. Esto, debido fundamentalmente a mayores ingresos de negocios asociados a construcción y mantenimiento de alumbrado público.

Por otra parte, se produjo un mayor gasto por concepto de compensaciones e indemnizaciones por daños por Ch\$ 3.635 millones, multas Ch\$ 8.432 millones y compensaciones voluntarias por Ch\$ 3.405 millones. Lo anterior a raíz de los eventos climáticos extraordinarios registrados en los meses de junio y julio pasados.

Asimismo, el margen de los negocios de infraestructura disminuyó en Ch\$ 810 millones respecto de diciembre de 2016 producto de menor volumen de negocios de traslado de redes. Adicionalmente, se registró un mayor gasto en los negocios regulados por Ch\$ 4.585 millones.

Los gastos de personal aumentaron en Ch\$ 2.602 millones respecto a diciembre de 2017, explicado fundamentalmente por bonos extraordinarios y no recurrentes otorgados a los empleados, en el contexto de la nueva negociación colectiva llevada a cabo con los sindicatos de la compañía.

Por otro lado, durante el presente ejercicio hubo un aumento en los costos fijos en Ch\$ 9.865 millones, que se explica principalmente por aumento en atención de emergencias y roce de líneas por Ch\$ 8.633 millones.

Finalmente, la depreciación y amortización del ejercicio aumento en Ch\$ 6.286 millones, como consecuencia de un incremento en las inversiones que pasaron a explotación.

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

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

Ingresos de actividades ordinarias (millones de Ch\$)	Saldo al		Variación	% Variación
	31-12-2017	31-12-2016	dic 17 - dic 16	dic 17 - dic 16
Ventas de energía	1.186.795	1.172.700	14.095	1,2%
Venta de electricidad Residencial	443.223	433.393	9.830	2,3%
Venta de electricidad Comercial	386.608	379.038	7.570	2,0%
Venta de electricidad Industrial	225.736	229.879	(4.143)	(1,8%)
Otros Consumidores	131.228	130.390	838	0,6%
Otras ventas	12.742	8.969	3.773	42,1%
Ventas de productos y servicios	12.742	8.969	3.773	42,1%
Otras prestaciones de servicios	129.254	128.506	748	0,6%
Peajes de transmisión y transporte	68.480	64.399	4.081	6,3%
Proyectos de infraestructura	29.277	34.944	(5.667)	(16,2%)
Arriendo equipos de medida	4.946	4.556	390	8,6%
Alumbrado público	13.450	12.661	789	6,2%
Otras prestaciones	13.101	11.946	1.155	9,7%
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.328.791	1.310.175	18.616	1,4%
Otros Ingresos por naturaleza				
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	1.968	1.345	623	46,3%
Cancelación fuera de plazo de facturación	1.264	1.540	(276)	(17,9%)
Recuperación deuda castigada	178	147	31	21,1%
Otros Ingresos	826	2.554	(1.728)	(67,7%)
Total Otros ingresos por naturaleza	4.236	5.586	(1.350)	(24,2%)

La venta de energía de las actividades continuadas de Enel Distribución Chile S.A y filiales, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, se muestran a continuación:

Mercado	Cientes Dic-17	Cientes Dic-16	% Var Clientes	Ventas millones Ch\$ Dic-17	Ventas millones Ch\$ DIC-16	% Var Clientes	(*)Venta GWh Dic-17	(*)Venta GWh Dic-16	% Var GWH
Residencial	1.686.252	1.633.536	3,2%	443.223	433.394	2,3%	4.676	4.442	5,3 %
Comercial	145.604	142.242	2,4%	386.608	379.038	2,0%	5.271	5.075	3,9 %
Industrial	12.588	12.505	0,7%	225.736	229.878	-1,8%	2.451	2.536	(3,3 %)
Peaje	81	18	350%	-	-	-	2.936	2.671	9,9 %
Otros	37.869	37.218	1,7%	131.228	130.390	0,6%	1.103	1.200	(8,1 %)
Totales	1.882.394	1.825.519	3,1 %	1.186.795	1.172.700	1,2%	16.438	15.924	3,2 %

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

Resultado no Operacional

A continuación se presenta un resumen del resultado no operacional al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Resultado no Operacional (millones de Ch\$)	dic-17	dic-16	Variación dic 17-dic 16	% Variación 17-dic 16	dic
RESULTADO FINANCIERO	6.412	8.579	(2.167)	(25,3%)	
Ingresos financieros	12.895	14.289	(1.394)	(9,8%)	
Gastos financieros	(7.094)	(6.489)	(605)	9,3%	
Resultados por unidades de reajuste	761	975	(214)	(21,9%)	
Diferencias de cambio	(150)	(196)	46	(23,5%)	
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	157	1	156	0,0%	
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	-	2	(2)	-	
Resultados de otras inversiones	4	(1)	5	-	
Resultados en ventas de activo	153	-	153	-	
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	139.079	165.174	(26.095)	(15,8%)	
Impuesto sobre sociedades	(34.030)	(32.589)	(1.441)	4,4%	
RESULTADO DEL EJERCICIO	105.049	132.585	(27.536)	(20,8%)	
Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	8.914	(8.914)	(100,0%)	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	105.049	141.499	(36.450)	(25,8%)	
	-	-	-	0,0%	
Resultado del período	105.049	141.499	(36.450)	(25,8%)	
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	105.049	141.499	(36.450)	(25,8%)	
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	

- Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en Ch\$ 2.167 millones con respecto al ejercicio anterior, lo que se explica fundamentalmente por:

- Un mayor cargo a resultados por devengo de intereses por Ch\$ 3.021 millones provenientes de dos créditos otorgados por su matriz, Enel Chile S.A., en agosto de 2016, y junio de 2017 por un monto de Ch\$ 50.000 millones y Ch\$ 84.000 millones respectivamente, menores ingresos financieros asociados a reliquidaciones de compra de energía por Ch\$ 1.530 millones, menores intereses asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 625 millones y menores ingresos por reajustes por Ch\$ 214 millones.

Lo anterior está parcialmente compensado por:

- Menores gastos financieros relacionados a los flujos de financiamiento otorgados a la Compañía, a través de cuenta corriente mercantil, por Enel Chile S.A. y Enel Américas, por Ch\$ 2.315 millones y Ch\$ 862 millones, respectivamente y mayores ingresos por diferencia de cambio por Ch\$ 46 millones.

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

- Impuestos a las Ganancias

El Impuesto a las Ganancias sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 34.030 millones en 2017, lo que representa un mayor gasto de Ch\$ 1.441 millones respecto al año anterior. Esta variación se explica principalmente por un mayor gasto de Ch\$ 4.710 millones asociado a menores pérdidas por corrección monetaria y tipo de cambio, un mayor gasto Ch\$ 1.758 millones por efecto del cambio de tasa de impuesto corriente desde un 24% en 2016 a un 25,5% en 2017 y un mayor gasto por Ch\$ 1.320 por utilidades asignadas a Chilectra Américas en 2016. Lo anterior se compensa parcialmente por un menor gasto por Ch\$ 6.585 millones producto de la disminución de los resultados de la Compañía.

- Operaciones Discontinuas:

La variación de un menor resultado por Ch\$ 8.914 millones durante el ejercicio, se explica por la división de la Compañía, materializada el día 1 de marzo de 2016. A contar de dicha fecha, las participaciones que la compañía tenía en negocios extranjeros fueron transferidas a la nueva sociedad Chilectra Américas S.A., sociedad que posteriormente, con fecha 1 de diciembre de 2016, se fusionó con Enel Américas.

Por lo anterior, el estado de resultados integrales consolidado de Enel Distribución Chile al 31 de diciembre de 2016, presenta dos meses de contribución de los negocios extranjeros.

2. Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	dic-17	dic-16	Variación dic 17-dic 16	% Variación dic 17-dic 16
Activos Corrientes	261.378	245.123	16.255	7%
Activos No Corrientes	893.634	829.203	64.431	8%
Total Activos	1.155.012	1.074.326	80.686	8%

➤ Los Activos Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 16.255 millones, equivalentes a un 7%, que se explica principalmente por:

- ❖ Aumento de efectivo y equivalente al efectivo en Ch\$ 19.216 millones, producto de un aumento de las inversiones temporales en pactos de compra con retroventa por Ch\$ 19.023 millones y un aumento de saldos en bancos por Ch\$ 199 millones.
- ❖ Aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en Ch\$ 16.721 millones: principalmente explicado por un incremento de los deudores por venta en Ch\$ 16.885 millones, producto de una mayor facturación por Ch\$ 5.143 millones, una mayor 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\$ 11.652 millones, y una mayor provisión por cobro de peajes de subtransmisión por Ch\$ 337 millones.

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

- ❖ Disminución de Otros activos no financieros corriente en Ch\$ 7.656 millones, se explica principalmente por termino de proyectos de alumbrado público por Ch\$ 7.832 millones, que son traspasados a cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes relacionadas a deudores por leasing a largo plazo.
 - ❖ Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente en Ch\$ 2.590 millones, que se explica principalmente por disminución de cuentas a cobrar por peajes a Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 1.648 millones.
 - ❖ Disminución de Activos por Impuestos Corrientes por Ch\$ 10.620 millones, que se explica por disminución de los pagos provisionales mensuales por Ch\$ 13.546 millones que se compensan parcialmente por créditos por impuestos (tax credit) por Ch\$ 2.915 millones
- Los Activos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 64.431 millones, que se explica principalmente por:
- ❖ Aumento de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes en Ch\$ 9.294 millones, que se explica por el aumento de deudores por leasing a largo plazo.
 - ❖ Aumento neto de Activos intangibles distintos de la plusvalía por Ch\$ 8.807 millones, que corresponde principalmente a mayores inversiones en aplicaciones informáticas por Ch\$ 11.985 millones, compensado por la amortización del ejercicio por Ch\$ 3.179 millones.
 - ❖ Aumento neto de Propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 46.234 millones, que corresponde principalmente a las nuevas inversiones por Ch\$ 79.029 millones, parcialmente compensado por la depreciación del ejercicio por Ch\$ 33.506 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	dic-17	dic-16	Variación dic 17-dic 16	% Variación dic 17-dic 16
Pasivos Corrientes	408.688	259.685	149.003	57%
Pasivos No Corrientes	61.966	106.283	(44.317)	(42%)
Patrimonio Neto	684.358	708.358	(24.000)	(3%)
Dominante	684.353	708.353	(24.000)	(3%)
Minoritario	5	5	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.155.012	1.074.326	80.686	8%

Los Pasivos Totales y el Patrimonio neto de la compañía, presentan a diciembre de 2017 una disminución de Ch\$ 80.686 millones respecto a diciembre de 2016, debido principalmente a:

- Los Pasivos Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 149.003 millones, equivalentes a un 57%, que se explica principalmente por:

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

- ❖ Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 111.389 millones, principalmente explicada por mayores obligaciones con (i) Enel Chile S.A. por Ch\$ 100.839 millones, producto del traspaso del crédito de largo plazo al corto por Ch\$ 50.000 millones, nuevos créditos de corto plazo por Ch\$ 84.000 millones, amortización de créditos por Ch\$ 15.000 millones y menores obligaciones por concepto de dividendos por pagar y compra de materiales por Ch\$ 10.836 millones y Ch\$ 9.359 millones, respectivamente, y (ii) Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 7.130 millones, por concepto de compras de energía y peajes.
- ❖ Aumento de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 37.908 millones, que se explica por aumento de acreedores comerciales por Ch\$ 22.831 millones y por aumento de otras cuentas por pagar por Ch\$ 15.077 millones.
- Los Pasivos No Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 44.317 millones, equivalentes a un 42%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 50.000 millones, que se explican por traspaso de préstamo otorgado por Enel Chile S.A. al corto plazo, indicado anteriormente.
 - ❖ Aumento de Otras provisiones no corrientes por Ch\$ 8.649 millones, que están asociadas principalmente a multas SEC por Ch\$ 8.087 millones.
 - ❖ El patrimonio neto disminuyó en Ch\$ 24.000 millones respecto de diciembre de 2016 y se explica fundamentalmente por una disminución en ganancias acumuladas en Ch\$ 24.927 millones. Esta disminución se generó por pago y declaración de dividendos Ch\$ 130.564 millones, compensada parcialmente por el resultado positivo del período por Ch\$ 105.049 millones y por Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos por Ch\$ 587 millones.

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

Indicador	Unidad	dic-17	dic-16	Variación	% Variación	
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,64	0,94	(0,30)	(32%)
	Razón Ácida (1)	Veces	0,63	0,94	(0,31)	(33%)
	Capital de Trabajo	MM\$	(147.310)	(14.562)	(132.748)	912%
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,69	0,52	0,17	33%
	Deuda Corto Plazo	%	86,8%	71,0%	15,9%	22%
	Deuda Largo Plazo	%	13,2%	29,0%	(15,9%)	(55%)
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	27,33	33,65	(6,32)	(19%)
Rentabilidad	Resultado explotación/ingresos explotación	%	9,9%	11,9%	(2,0%)	(16%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada	%	15,1%	15,5%	(0,5%)	(3%)
	Rentabilidad del Activo anualizada	%	9,4%	10,9%	(1,4%)	(13%)

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

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

3. Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó a diciembre 2017 un flujo neto positivo de Ch\$ 19.216 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de Ch\$)	dic-17	dic-16	Variación dic 17-dic 16	% Variación dic 17-dic 16
de la Operación	170.629	148.173	22.456	15,16%
de Inversión	(74.465)	(54.937)	(19.528)	35,55%
de Financiamiento	(76.923)	(99.102)	22.179	-22,38%
Flujo neto del período	19.241	(5.866)	25.107	-428,01%

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 170.629 millones, lo que representa un aumento de 15,16% respecto de diciembre de 2016. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 1.568.808 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 1.298.523 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 30.008 millones, pagos de impuestos a las ganancias por Ch\$ 24.755 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 40.900 millones y otras salidas de efectivo por Ch\$ 6.152 millones.

Producto de la materialización de la división de la Compañía, se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 74 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (Ch\$ 16.354 millones). Este impuesto, que se pagó durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Enel Distribución Chile S.A. Chile poseía en dicho país y que fueron transferidas a Chilectra Américas S.A. La base de cálculo para la determinación del impuesto corresponde a la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones. Este desembolso se presenta en "Otros pagos por actividades de operación".

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch\$ 74.465 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 75.740 millones, compensado parcialmente por intereses recibidos por Ch\$ 1.055 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 76.923 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados de Ch\$ 142.026 millones, pagos de préstamos a entidades relacionadas por Ch\$ 151.012 millones e intereses pagados por Ch\$ 3.902 millones, compensado por obtención de préstamos de entidades relacionadas por Ch\$ 220.016 millones.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación Activo Fijo	
	dic-17	dic-16	dic-17	dic-16
Enel Distribución Chile	74.865	56.154	33.288	27.125
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	833	564	166	141
Luz Andes Ltda.	42	48	36	44
Empresa de Transmisión Chena S.A.	-	-	16	-
Total Consolidado	75.740	56.766	33.506	27.310

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 31 de diciembre de 2017, Enel Distribución Chile no mantiene deuda bancaria.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

Riesgo de tipo de cambio

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

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

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

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

Riesgo de liquidez

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

Al 31 de diciembre de 2017, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$ 42.594.389, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$ 23.378.614, 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.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

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.

Análisis de Riesgo de Mercado

Ciclos Económicos: Las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico, la actividad industrial y comercial, así como también con el desempeño de sus sustitutos como el gas y el petróleo. Al 31 de diciembre de 2017, Enel Distribución Chile S.A. presentó un aumento en sus ventas de energía respecto del año anterior de 1,2%. Es importante reseñar que Enel Distribución Chile S.A. no asume riesgos significativos de descalce físico y monetario entre la energía comprada y comercializada a sus clientes de acuerdo a los contratos de compra con sus proveedores y la regulación vigente.

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 Eficiencia Energética y el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES), el que en noviembre de 2014 reemplazó al Centro de Energías Renovables (CER).

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

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

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

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.
- **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

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

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 an

3.2 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, 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.

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

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.

3.3 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 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.

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

El modelo tarifario de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con nueve fijaciones tarifarias realizadas desde la privatización del sector.

4.- Temas Regulatorios 2017

Ley 20.928 – Ley de Equidad Tarifaria

El Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial, el día 22 de junio de 2016, la Ley 20.928 que “Establece mecanismos de equidad tarifaria de servicios eléctricos”, modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos, decreto con fuerza de ley N°4, de 2006. Esta ley establece que las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales no podrán superar el promedio simple de éstas, incrementado en un 10% del mismo. Las diferencias que se generen por la aplicación de este mecanismo serán absorbidas progresivamente por todos los demás suministros sometidos a regulación de precios que estén bajo el promedio señalado, con excepción de aquellos usuarios residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh. Además, establece que para aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, se aplicará un descuento a la componente de energía del precio de nudo que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Ley entrega facultades al Regulador para incorporar dentro del Valor Agregado de Distribución algunos de los servicios no consistentes en suministro de energía asociados a la distribución.

En este contexto, en enero de 2017, el Ministerio de Energía, en conjunto con la CNE y la SEC, anunciaron a la opinión pública el término del cobro individual del servicio de “corte y reposición”, como se conoce al servicio de conexión y desconexión del suministro. Previo al anuncio, la CNE solicitó a las empresas distribuidoras cesar el cobro individual del mencionado servicio, toda vez que este concepto será incluido dentro de las tarifas de distribución, en el proceso de fijación tarifaria 2016-2020.

Ley de Distribución

El día 29 de septiembre de 2016 se celebró el Seminario “El Futuro de la Distribución de Energía Eléctrica”, evento con el cual se dio inicio formal al proceso de discusión nacional de la nueva ley de distribución.

Dicho proceso liderado por el Ministerio de Energía, cuenta con la colaboración de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Durante los meses de noviembre y diciembre de 2016 y hasta fines de enero de 2017, se llevaron a cabo talleres en cuatro ámbitos de discusión: “Desarrollo de la red de distribución”, “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”, “Modelos de negocio de la distribución” y “Servicios de la red del futuro”. El 13 de abril, se realizó cierre de esta primera etapa correspondiente al diagnóstico del sector de Distribución. Se espera que los resultados del trabajo realizado durante 2017 sean entregados a las autoridades que conformen el próximo gobierno.

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

Plan Normativo CNE 2017

Mediante Resolución Exenta N°23, de fecha 13 enero 2017, 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 2017. El plan contempló modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, elaboración de Anexos Técnicos y de Normas Técnicas que aplican para las instalaciones de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica.

Reglamentos Publicados en 2017

Durante 2017 se publicaron diversos reglamentos asociados a la Ley de Transmisión (Ley 20.936). Los publicados a la fecha son: Reglamento de la Planificación Energética de largo plazo, Reglamento que fija los requisitos y el procedimiento aplicable a las solicitudes de intercambios internacionales de servicios eléctricos, Reglamento para la determinación de franjas preliminares para obras nuevas de los sistemas de transmisión, Reglamento para la determinación y pago de las compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico y Reglamento para la Dictación de Normas Técnicas que rijan los aspectos técnicos de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector eléctrico. Por otra parte en el mes de diciembre entró a Contraloría el Reglamento de Servicios Complementarios, el que se espera que sea publicado a principios de 2018.

Adicionalmente al trabajo reglamentario de la Ley de Transmisión, se publicó mediante Resolución Exenta N°659: Disposiciones técnicas para la implementación del Artículo N°8 de la Ley 20.870, que norma el pago de impuesto a las emisiones de centrales termoeléctricas indicadas en la Reforma Tributaria.

Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución

Con fecha 18 de diciembre de 2017, se publicó la Resolución Exenta CNE N°706, que fija la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. La elaboración de esta norma fue considerada dentro del Plan Normativo 2017 de la CNE, para lo cual se conformó un comité consultivo y su texto fue sometido a consulta pública.

La nueva normativa incorpora mayores exigencias técnicas y comerciales para el segmento de distribución de energía eléctrica. Entre los principales ámbitos abordados por la nueva normativa destacan: Indicadores de Continuidad (incorpora indicadores SAIDI, SAIFI, TIC y FIC); Calidad de Producto; Medición, Monitoreo y Control; y Calidad Comercial.

Plan de Expansión de la Transmisión - 2017

Para efectos de expansión del segmento de Transmisión, la Ley Eléctrica contempla un procedimiento de planificación de proyectos de nuevas instalaciones, que debe ser realizado anualmente y cuya ejecución es de carácter obligatoria. En este contexto, con fecha 29 de diciembre de 2017, el regulador mediante Resolución Exenta CNE N°770 definió las obras nuevas y obras de ampliación del proceso de planificación llevado a cabo durante el año 2017. De acuerdo con las etapas contempladas por la ley, los interesados

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(debidamente inscritos en el registro de participación ciudadana) podrán realizar observaciones a este respecto durante los primeros días de enero de 2018.

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 actuales tarifas de suministro de electricidad (Decreto Supremo N°11T de 2016, del Ministerio de Energía).

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 tarifican de forma individual, Enel Distribución Chile 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 adjudicó al Consultor Systepe 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 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.

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

Las tarifas a cliente final que rigieron durante 2016-2017 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 4 de enero de 2016 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°22T que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de septiembre de 2015.

Con fecha 21 de enero de 2016 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°24T que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2015.

Con fecha 4 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°1T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2016.

Con fecha 23 de mayo de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°4T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de marzo de 2016.

Con fecha 17 de junio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2016.

Con fecha 6 de agosto de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2016.

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

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

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.

-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.

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 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 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 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 presentó sus discrepancias al informe Técnico Definitivo. El 19 de mayo de 2017, se realizó Audiencia Pública, donde Enel Distribución 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, el regulador mediante Resolución Exenta CNE N°771, con fecha 29 de diciembre de 2017, emitió el informe técnico preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2020-2023. El informe define qué instalaciones de transmisión corresponden a cada segmento (Nacional, Zonal y Dedicado). La calificación de instalaciones definitiva debe ser considerada para efectos del o los estudio de valorización de los sistemas de transmisión. De acuerdo con las etapas contempladas por la ley, los interesados podrán realizar observaciones a este informe durante los primeros días de enero de 2018.

Adicionalmente, la legislación contempla que 24 meses antes del término del período de vigencia de las tarifas de los sistemas de transmisión, la CNE debe enviar a los interesados (debidamente inscritos en registro de participación ciudadana), las bases técnicas y administrativas preliminares para la realización del o los estudio de valorización de las instalaciones de transmisión.

En este contexto, el regulador emitió mediante Resolución Exenta N° 769, las Bases Técnicas y Administrativas Preliminares para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión. En términos generales, el documento 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 podrán realizar observaciones a este documento durante los primeros días de enero de 2018. .

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 que adjudicó contratos de suministro por 5.9 TWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

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.

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.