



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.
AL 30 DE JUNIO DE 2017
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

- El número de clientes se incrementó en 2,9% (+ 52.155 clientes), alcanzando 1.852.484 clientes al 30 de junio de 2017, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 47.118 y 3.707 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las ventas físicas alcanzaron 8.129 GWh en 2017, incrementándose en 1,8% (+147 GWh) respecto a junio de 2016.
- Los ingresos operacionales aumentaron en un 1,7% alcanzando Ch\$ 661.480 millones, principalmente por mayores ventas en el sector residencial.
- Las compras de energía disminuyeron en 1,3% al totalizar Ch\$ 471.648 millones, debido principalmente a un menor precio promedio de compra, compensado parcialmente por una mayor compra física (+33 GWh).
- El margen de los productos y servicios de valor añadido, alcanzó los Ch\$ 11.038 millones, incrementándose Ch\$ 1.594 millones respecto de igual periodo del año anterior.
- Los gastos de personal aumentaron en Ch\$ 3.887 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.
- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA aumentó un 5,6% a junio de 2017, totalizando Ch\$ 93.646 millones.
- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. disminuyó desde Ch\$ 69.686 millones en junio de 2016 a Ch\$ 57.937 millones en junio de 2017, principalmente por la presencia de los negocios extranjeros en enero y febrero de 2016, 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 30 DE JUNIO 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\$ 5 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 30 de junio de 2017.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Distribución Chile S.A. al cierre de junio de 2017 fue una utilidad de Ch\$ 57.937 millones, comparado con los Ch\$ 69.686 millones de utilidad registrados en el período anterior.

A continuación se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados de las actividades continuadas al 30 de junio de 2017 y 2016:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (Actividades Continuadas) (millones de Ch\$)	jun-17	jun-16	Variación jun 17-jun 16	% Variación jun 17-jun 16
INGRESOS	661.480	650.636	10.844	1,7%
Ventas	659.159	648.790	10.369	1,6%
Ventas de Energía	590.462	588.683	1.779	0,3%
Otras Ventas	5.221	3.667	1.554	42,4%
Otras Prestaciones de Servicios	63.476	56.440	7.036	12,5%
Otros ingresos de explotación	2.321	1.846	475	25,7%
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(524.766)	(521.258)	(3.508)	0,7%
Compra de energía	(471.648)	(477.957)	6.309	(1,3%)
Gastos de transporte	(30.969)	(25.477)	(5.492)	21,6%
Otros aprovisionamientos y servicios	(22.149)	(17.824)	(4.325)	24,3%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	136.714	129.378	7.336	5,7%
Trabajos para el inmovilizado	3.641	3.355	286	8,5%
Gastos de personal	(21.991)	(17.818)	(4.173)	23,4%
Otros gastos fijos de explotación	(24.718)	(26.241)	1.523	(5,8%)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	93.646	88.674	4.972	5,6%
Depreciación y amortización	(17.565)	(14.935)	(2.630)	17,6%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto	(3.557)	(3.229)	(328)	10,2%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	72.524	70.510	2.014	2,9%
RESULTADO FINANCIERO	3.230	3.745	(515)	(13,8%)
Ingresos financieros	5.950	7.747	(1.797)	(23,2%)
Gastos financieros	(2.790)	(4.012)	1.222	(30,5%)
Resultados por unidades de reajuste	194	243	(49)	(20,2%)
Diferencias de cambio	(124)	(233)	109	(46,8%)
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	154	1	153	0,0%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	1	1	-	0,0%
Resultados en ventas de activo	153	-	153	0,0%
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	75.908	74.256	1.652	2,2%
Impuesto sobre sociedades	(17.971)	(13.484)	(4.487)	33,3%
RESULTADO DEL EJERCICIO	57.937	60.772	(2.835)	(4,7%)
Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	8.914	(8.914)	(100,0%)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	57.937	69.686	(11.749)	(16,9%)
Resultado del período	57.937	69.686	(11.749)	(16,9%)
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	57.937	69.686	(11.749)	(16,9%)
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	0,0%
Utilidad por Acción Ch\$	50,35	60,56	(10,21)	(16,9%)



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Resultado de Explotación

El resultado de explotación obtenido al 30 de junio de 2017 fue de Ch\$ 72.524 millones, superior en 2,9% respecto de los Ch\$ 70.510 millones registrados en el período anterior. Por su parte, el EBITDA aumentó en Ch\$ 4.972 millones al alcanzar los Ch\$ 93.646 millones en junio de 2017.

Lo anterior, se explica fundamentalmente por lo siguiente:

Un mayor margen de compra venta de energía, incluyendo ingresos y gastos de transporte, por Ch \$ 8.957 millones, principalmente gracias al incremento de las ventas físicas (+147 GWh) y mayores ingresos en negocio subtransmisión.

El margen de los productos y servicios de valor añadido alcanzó los Ch\$ 11.038 millones, aumentando Ch\$ 1.594 millones respecto el igual periodo del año anterior. Esto, debido fundamentalmente a mayores ingresos de negocios asociados a construcción y mantenimiento de alumbrado público

Por otra parte, el margen de los negocios de infraestructura disminuyó en Ch\$1.570 millones respecto a junio de 2016. Adicionalmente, durante el presente periodo, se registró un mayor gasto por Ch\$ 1.401 millones por concepto de compensaciones a clientes y multas respecto al periodo anterior.

Los gastos de personal aumentaron en Ch\$ 3.887 millones respecto al primer semestre de 2016, 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 una reducción en ciertos costos fijos, entre los que destacan los siguientes: (i) menores multas y sanciones por Ch\$ 327 millones, (ii) disminución de gastos de consultoría por Ch\$ 305 millones y (iii) reducción en costos de seguridad, seguros y arriendos de oficinas por Ch\$ 358 millones.

Finalmente, la depreciación y amortización del periodo aumento en Ch\$ 2.630 millones, como consecuencia de un incremento en las inversiones que pasaron a explotación.

AL 30 DE JUNIO 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
	30-06-2017	30-06-2016	jun 17 - jun 16	jun 17 - jun 16
Ventas de energía	590.462	588.683	1.779	0,3%
Venta de electricidad Residencial	219.589	211.264	8.325	3,9%
Venta de electricidad Comercial	193.707	193.178	529	0,3%
Venta de electricidad Industrial	111.626	118.245	(6.619)	(5,6%)
Otros Consumidores	65.540	65.996	(456)	(0,7%)
Otras ventas	5.221	3.667	1.554	42,4%
Ventas de productos y servicios	5.221	3.667	1.554	42,4%
Otras prestaciones de servicios	63.476	56.440	7.036	12,5%
Peajes de transmisión y transporte	33.608	27.267	6.341	23,3%
Arriendo equipos de medida	2.396	2.224	172	7,7%
Alumbrado público	6.818	5.429	1.389	25,6%
Otras prestaciones	20.654	21.520	(866)	(4,0%)
Total Ingresos de actividades ordinarias	659.159	648.790	10.369	1,6%
Otros Ingresos por naturaleza				
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	1.077	679	398	58,6%
Cancelación fuera de plazo de facturación	762	757	5	0,7%
Recuperación deuda castigada	99	69	30	43,5%
Otros Ingresos	383	341	42	12,3%
Total Otros ingresos por naturaleza	2.321	1.846	475	25,7%

La venta de energía de las actividades continuadas de Enel Distribución Chile S.A y filiales, para los ejercicios terminados al 30 de junio de 2017 y 2016, se muestran a continuación:

Mercado	Clientes Jun-17	Clientes Jun-16	% Var Clientes	Ventas millones Ch\$ Jun-17	Ventas millones Ch\$ Jun-16	% Var Clientes	(*)Venta GWh Jun-17	(*)Venta GWh Jun-16	% Var GWh
Residencial	1.658.135	1.611.017	2,9%	219.589	211.264	3,9%	2.251	2.185	3,0 %
Comercial	144.007	140.300	2,6%	193.707	193.178	0,3%	2.681	2.651	1,1 %
Industrial	12.588	12.420	1,4%	111.626	118.245	-5,6%	1.228	1.298	(5,4 %)
Peaje	6	6	-	-	-	-	1.419	1.243	14,2 %
Otros	37.748	36.586	3,2%	65.540	65.996	-0,7%	550	605	(9,1 %)
Totales	1.852.484	1.800.329	2,9 %	590.462	588.683	0,3%	8.129	7.982	1,8 %

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

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Resultado no Operacional

A continuación se presenta un resumen del resultado no operacional al 30 de junio de 2017 y 2016:

Resultado no Operacional (millones de Ch\$)	jun-17	jun-16	Variación jun 17-jun 16	% Variación jun 17-jun 16
RESULTADO FINANCIERO	3.230	3.745	(515)	(13,8%)
Ingresos financieros	5.950	7.747	(1.797)	(23,2%)
Gastos financieros	(2.790)	(4.012)	1.222	(30,5%)
Resultados por unidades de reajuste	194	243	(49)	(20,2%)
Diferencias de cambio	(124)	(233)	109	(46,8%)
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	154	1	153	0,0%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	1	1	-	0,0%
Resultados en ventas de activo	153	-	153	0,0%
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	75.908	74.256	1.652	2,2%
Impuesto sobre sociedades	(17.971)	(13.484)	(4.487)	33,3%
RESULTADO DEL EJERCICIO	57.937	60.772	(2.835)	(4,7%)
Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	8.914	(8.914)	(100,0%)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	57.937	69.686	(11.749)	(16,9%)
	-	-	-	0,0%
Resultado del período	57.937	69.686	(11.749)	(16,9%)
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	57.937	69.686	(11.749)	(16,9%)
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	0,0%

- Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en Ch\$ 515 millones con respecto al ejercicio anterior, lo que se explica fundamentalmente por:

- Un mayor cargo a resultados por devengo de intereses por Ch\$ 1.341 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\$ 1.203 millones, menores intereses asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 654 millones y menores ingresos por reajustes por Ch\$ 50 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 en el año 2016, por Enel Chile S.A. y Enel Américas, por Ch\$ 1.761 millones y Ch\$ 862 millones, respectivamente, y mayores ingresos por diferencia de cambio por Ch\$ 108 millones.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

- Impuestos a las Ganancias

El impuesto a las ganancias fue un mayor gasto de Ch\$ 4.487 millones, fundamentalmente explicado por una menor corrección monetaria del patrimonio y menores diferencias de cambio originadas en la valorización de las inversiones extranjeras, que la compañía poseía hasta la fecha de división, 1 de marzo de 2016.

- Operaciones Discontinuas:

La variación de un menor resultado por Ch\$ 8.914 millones durante el período, 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 30 de junio de 2016, presenta dos meses de contribución de los negocios extranjeros.

2. Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	jun-17	dic-16	Variación jun 17-dic 16	% Variación jun 17-dic 16
Activos Corrientes	242.056	245.123	(3.067)	(1%)
Activos No Corrientes	843.327	829.203	14.124	2%
Total Activos	1.085.383	1.074.326	11.057	1%

- Los Activos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 3.067 millones, equivalentes a un 1%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en Ch\$ 18.648 millones: principalmente explicado por un incremento de los deudores por venta en Ch\$ 21.456 millones, producto de una mayor facturación por Ch\$ 8.841 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\$ 9.732 millones y una mayor provisión por cobro de peajes de subtransmisión por Ch\$ 3.536 millones.
 - ❖ Disminución de efectivo y equivalente al efectivo en Ch\$ 20.109 millones, producto de una disminución de las inversiones temporales en pactos de compra con retroventa y depósitos a plazo por Ch\$ 16.761 millones y una disminución de saldos en bancos por Ch\$ 2.711 millones.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

- Los Activos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 14.124 millones, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes en Ch\$ 6.597 millones, que se explica por el aumento de deudores por leasing a largo plazo.
 - ❖ Aumento neto de Propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 7.317 millones, que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 24.569 millones, parcialmente compensado por la depreciación del primer semestre por Ch\$ 16.088 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	jun-17	dic-16	Variación jun 17-dic 16	% Variación jun 17-dic 16
Pasivos Corrientes	365.080	259.685	105.395	41%
Pasivos No Corrientes	52.974	106.283	(53.309)	(50%)
Patrimonio Neto	667.329	708.358	(41.029)	(6%)
Dominante	667.324	708.353	(41.029)	(6%)
Minoritario	5	5	-	0%
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.085.383	1.074.326	11.057	1%

Los Pasivos Totales y el Patrimonio neto de la compañía, presentan a junio de 2017 una disminución de Ch\$ 11.057 millones respecto a diciembre de 2016, debido principalmente a:

- Los Pasivos Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 105.395 millones, equivalentes a un 41%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 120.452 millones, principalmente explicada por mayores obligaciones con (i) Enel Chile S.A. por Ch\$ 109.545, producto del traspaso del crédito de largo plazo al corto por Ch\$ 134.000 millones, aumento en la deuda por cuenta corriente mercantil por Ch\$ 28.989 millones y menores obligaciones por concepto de dividendos por pagar y compra de materiales por Ch\$ 42.064 millones y Ch\$ 11.286 millones, respectivamente, y (ii) Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 8.295 millones, por concepto de compras de energía y peajes.
 - ❖ Disminución de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar en Ch\$ 14.369 millones, que se explica principalmente por menores obligaciones con proveedores de bienes y servicios por Ch\$ 19.315 millones, disminución de obligaciones al personal por Ch\$ 2.802 millones y un aumento de proveedores de energía por Ch\$ 9.977 millones.
- Los Pasivos No Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 53.309 millones, equivalentes a un 50%, que se explica principalmente por:

AL 30 DE JUNIO DE 2017

- ❖ 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.
- ❖ Disminución de pasivos por impuestos diferidos por Ch\$ 2.781 millones.
- ❖ El patrimonio neto disminuyó en Ch\$ 41.029 millones respecto de diciembre de 2016 y se explica fundamentalmente por una disminución en ganancias acumuladas en Ch\$ 41.113 millones. Esta disminución se generó por pago de dividendos Ch\$ 99.050 millones, compensada parcialmente por el resultado positivo del período por Ch\$ 57.937 millones.

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

Indicador	Unidad	jun-17	dic-16	jun-16	Variación	% Variación	
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,66	0,94	-	(0,28)	(30%)
	Razón Ácida (1)	Veces	0,66	0,94	-	(0,28)	(30%)
	Capital de Trabajo	MM\$	(123.024)	(14.562)	-	(108.462)	745%
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,63	0,52	-	0,11	21%
	Deuda Corto Plazo	%	87,3%	71,0%	-	16,3%	23%
	Deuda Largo Plazo	%	12,7%	29,0%	-	(16,3%)	(56%)
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	34,43	-	21,73	12,70	58%
Rentabilidad	Resultado explotación/ingresos explotación	%	11,0%	-	10,8%	0,1%	1%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada	%	19,3%	-	22,1%	(2,8%)	(13%)
	Rentabilidad del Activo anualizada	%	12,4%	-	15,8%	(3,4%)	(22%)

3. Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó a junio 2017 un flujo neto positivo de Ch\$ 3.651 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de Ch\$)	jun-17	jun-16	Variación jun 17-jun 16	% Variación jun 17-jun 16
de la Operación	51.854	61.186	(9.332)	-15,3%
de Inversión	(42.463)	(18.299)	(24.164)	132,1%
de Financiamiento	(29.482)	(66.629)	37.147	-55,8%
Flujo neto del período	(20.091)	(23.742)	3.651	-15,4%

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 51.854 millones, lo que representa una disminución de un 15,3% respecto de junio de 2016. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 762.582 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Ch\$ 646.064 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 14.990 millones, pagos de impuestos por Ch\$ 22.803 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 24.902 millones y otras salidas de efectivo por Ch\$ 1.668 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\$ 42.463 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 43.056 millones, compensado parcialmente por intereses recibidos por Ch\$ 577 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 29.482 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados de Ch\$ 141.739 millones, pagos de préstamos a entidades relacionadas por Ch\$ 106.416 millones, compensado por obtención de préstamos de entidades relacionadas por Ch\$ 219.209 millones.

INFORMACION PLANTAS Y EQUIPOS POR COMPAÑIA (millones de pesos)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación Activo Fijo	
	jun-17	jun-16	jun-17	jun-16
Enel Distribución Chile S.A.	42.604	19.003	15.999	13.275
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	421	501	70	70
Luz Andes Ltda.	31	48	18	22
Empresa de Transmisión Chena S./	-	-	8	-
Total Consolidado	43.056	19.552	16.095	13.367



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

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 2017, Enel Distribución Chile S.A. no mantiene deuda bancaria.

Riesgo de tipo de cambio

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

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de Enel Distribución Chile es en base a flujos de caja, y 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.

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 30 de junio de 2017, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$ 3.270 millones, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$ 23.379 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).

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación de riesgo equivalente al grado de inversión.

Medición del riesgo

Enel Distribución Chile S.A. hace seguimiento de sus derivados y de posiciones de deuda, si las hubiere, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

III. VALOR LIBRO Y ECONÓMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia, cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una sociedad filial en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota N°3.b de los Estados Financieros).

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N°2 y N°3 de los Estados Financieros.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

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 30 de junio de 2017, Enel Distribución Chile S.A. presentó un aumento en sus ventas de energía respecto del año anterior de 0,3%. 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, 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. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas, proponer planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Energía que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, agrupando bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector.

El Ministerio de Energía cuenta, además, con una 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).

La Ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: SIC (Sistema Interconectado Central), SING (Sistema Interconectado del Norte



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Grande), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, se extiende longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km. Actualmente, se encuentra en desarrollo el proyecto de interconexión del SIC con el SING.

En la organización de la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, las que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo principal objetivo es el 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.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, el mercado eléctrico chileno se encuentra coordinado por un organismo independiente de derecho público, denominado Coordinador Eléctrico Nacional, cuya función es operar de manera segura y económica, los actuales Sistemas Interconectados Central y del Norte Grande y en el futuro próximo el Sistema Eléctrico Nacional. El Coordinador Eléctrico Nacional planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores.

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.

1.1 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 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:

- (i) Clientes libres: Corresponden a aquellos clientes que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden

AL 30 DE JUNIO DE 2017

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.

(ii) Empresas Distribuidoras, para el suministro a sus clientes regulados, a través de licitaciones públicas reguladas por la CNE, y para el suministro a sus clientes libres, a través de contratos bilaterales.

(iii) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el Coordinador Eléctrico Nacional en forma anual, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

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.

1.2 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 y Transmisión Dedicada. Son también parte del segmento de Transmisión, los Sistemas de Interconexiones Internacionales, los que se rigen por normas especiales.

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad cuadrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

La planificación de los sistemas de transmisión nacional y zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, en que el Coordinador Eléctrico Nacional emite anualmente un plan de expansión, que debe ser aprobado por la Comisión Nacional de Energía. Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas con licitaciones abiertas a cualquier oferente y obras de expansión de instalaciones existentes, en cuyo caso la propiedad de la expansión corresponde al propietario de la instalaciones original que se modifica. 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.

1.3 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, con obligación de prestación de servicio a tarifas reguladas para abastecer a los clientes regulados.

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.

Las empresas de distribución pueden abastecer tanto a clientes regulados, bajo condiciones de suministro reguladas por la Ley, como a clientes no regulados, cuyas condiciones de suministro son libremente negociadas y acordadas en contratos bilaterales con los suministradores de energía (generadores o empresas 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 cinco 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 y además existe 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 basado en empresas modelo, que se compone de costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de distribución. Tanto la CNE, como las empresas de distribución agrupadas por áreas típicas, encargan estudios a consultores independientes. El valor agregado de distribución se obtiene ponderando los resultados del estudio encargado por la CNE y por las empresas en la 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 $\pm 4\%$.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del Valor Agregado de Distribución 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 ocho fijaciones tarifarias realizadas desde la privatización del sector.

2.- Temas Regulatorios 2017

i) 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, el cual tendrá aplicación retroactiva a contar de 4 noviembre 2016.

ii) 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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

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.

iii) 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.

3.- Revisiones tarifarias y procesos de suministro

3.1 Fijación Tarifas de Distribución

Durante 2012, se llevó a cabo el proceso de fijación de tarifas de distribución y de servicios asociados a la distribución para el cuatrienio 2012-2016, que culminó con la publicación en el Diario Oficial de las tarifas a través del Decreto N°1T. De acuerdo con lo estipulado en la normativa, dichas tarifas rigieron hasta el 3 Noviembre de 2016.

Por otra parte, 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; Cuatrienio 2016-2020”, y las bases para el “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, dando así el inicio oficial al proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

De las 6 áreas típicas de distribución fijadas por la CNE que se tarifan de forma individual, Enel Distribución Chile 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 Syste Ingeniería y Diseños S.A para efectuar el Estudio de Valor Agregado de Distribución Cuatrienio 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 cuatrienio 2016 -2020, se encuentra en su etapa final y culminará con la publicación del decreto tarifario que tendrá vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Las tarifas a cliente final que rigieron durante 2016 fueron determinadas sobre la base de los siguientes decretos:



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

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° 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.

iii) 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 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.

-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.

A la fecha no se ha publicado el decreto correspondiente a diciembre de 2016.

3.2 Fijación de Tarifas de Subtransmisión

Las tarifas del segmento de Subtransmisión se establecen cada cuatro años. Las empresas de Subtransmisión, agrupadas por sistemas de acuerdo a la calificación de instalaciones indicadas por la Comisión Nacional de Energía, se someten a un proceso para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, que permite fijar las tarifas por uso de los sistemas de Subtransmisión.

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, el 20 de Julio de 2016 se publica la Ley 20.936 que establece un nuevo marco regulatorio para los sistemas de transmisión de energía eléctrica, incluyendo al segmento Subtransmisión, el cual a partir de esta ley, se denomina Transmisión Zonal.

De acuerdo a lo estipulado en el artículo undécimo de las disposiciones transitorias de la Ley 20.936, 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 Subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten a través de los sistemas de Subtransmisión.

No obstante, al proceso tarifario 2016-2019 se le da continuidad y, de acuerdo a lo estipulado en el artículo duodécimo de las disposiciones transitorias de la Ley 20.936, sus resultados serán utilizados para tarifificar 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.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

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. Se esperan resultados para los primeros días de julio de 2017.

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

3.3 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. Se espera la realización de Audiencia Pública en julio de 2017.

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

3.4 Licitaciones

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han desarrollado dos procesos: Licitación de Suministro 2015/01 y Licitación de Suministro 2015/02.

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 1.200 GWh/año (100%).

Cabe destacar que en este proceso, el precio promedio ponderado de la adjudicación fue 79,3 \$US/MWh, 30% menos que el precio observado en la últimas licitaciones, indicando que las modificaciones a la ley permiten, efectivamente, la reducción del precio al mejorar la competencia y reducir el riesgo de los generadores.

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 12.430 GWh/año (100%) a



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2017

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 5.918 GWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

Con fecha 27 de enero de 2017, la CNE publicó las bases de Licitación 2017/01. Posteriormente, el 21 de marzo de 2017, la CNE emitió el Informe Preliminar de Licitaciones de Suministro Eléctrico 2017, especificando una proyección de demanda de energía eléctrica para el periodo 2017-2037. El informe mostró una disminución de las necesidades totales de suministro a contratar para el año 2024.

En este contexto, la CNE emitió el Informe Final de Licitaciones, a través de la Resolución Exenta N°250, de fecha 15 de mayo de 2017. En atención a la nueva previsión de demanda, la CNE mediante la Resolución Exenta N°305 del 16 de junio de 2017, modificó las Bases de Licitación de Suministro 2017/01, estableciendo que el monto a licitar será de 2,2 TWh/año a partir de 2024.