



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

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

- El número de clientes se incrementó en 3,1% (+ 55.249 clientes), alcanzando 1.869.566 clientes al 30 de septiembre de 2017, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 50.027 y 3.982 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 48.324 millones, lo que representa un incremento de 6% respecto de igual periodo del año anterior.
- Las ventas físicas alcanzaron 12.371 GWh en 2017, incrementándose en 3,0% (+362 GWh) respecto a septiembre de 2016.
- Los ingresos operacionales aumentaron en un 1,3% alcanzando Ch\$ 1.006.912 millones, principalmente por mayores ventas en el sector residencial.
- Las compras de energía disminuyeron en 0,1% al totalizar Ch\$ 711.640 millones, debido principalmente a un menor precio promedio de compra, compensado parcialmente por una mayor compra física (+428 GWh).
- El margen de los productos y servicios de valor añadido, alcanzó los Ch\$ 15.528 millones, incrementándose Ch\$ 1.800 millones respecto de igual periodo del año anterior.
- Los gastos de personal aumentaron en Ch\$ 3.483 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 disminuyó un 2,7% a septiembre de 2017, totalizando Ch\$ 140.300 millones.
- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. disminuyó desde Ch\$ 109.323 millones en septiembre de 2016 a Ch\$ 85.773 millones en septiembre de 2017, principalmente porque en el 2016 se incluyeron los negocios extranjeros hasta febrero, 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 SEPTIEMBRE 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\$ 9,4 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 septiembre de 2017.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Distribución Chile S.A. al cierre de septiembre de 2017 fue una utilidad de Ch\$ 85.773 millones, comparado con los Ch\$ 109.323 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 septiembre de 2017 y 2016:

| ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (Actividades Continuadas) (millones de Ch\$) | sep-17 | sep-16 | Variación sep 17-sep 16 | % Variación sep 17-sep 16 |
|--|------------------|------------------|----------------------------|------------------------------|
| INGRESOS | 1.006.912 | 994.087 | 12.825 | 1,3% |
| Ventas | 1.003.749 | 991.156 | 12.593 | 1,3% |
| Ventas de Energía | 901.157 | 891.700 | 9.457 | 1,1% |
| Otras Ventas | 8.892 | 6.239 | 2.653 | 42,5% |
| Otras Prestaciones de Servicios | 93.700 | 93.217 | 483 | 0,5% |
| Otros ingresos de explotación | 3.163 | 2.931 | 232 | 7,9% |
| APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS | (800.086) | (788.035) | (12.051) | 1,5% |
| Compra de energía | (711.640) | (712.615) | 975 | (0,1%) |
| Gastos de transporte | (47.194) | (46.777) | (417) | 0,9% |
| Otros aprovisionamientos y servicios | (41.252) | (28.643) | (12.609) | 44,0% |
| MARGEN DE CONTRIBUCIÓN | 206.826 | 206.052 | 774 | 0,4% |
| Trabajos para el inmovilizado | 5.133 | 4.811 | 322 | 6,7% |
| Gastos de personal | (30.190) | (26.385) | (3.805) | 14,4% |
| Otros gastos fijos de explotación | (41.469) | (40.344) | (1.125) | 2,8% |
| RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA) | 140.300 | 144.134 | (3.834) | (2,7%) |
| Depreciación y amortización | (26.692) | (22.551) | (4.141) | 18,4% |
| Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto | (5.573) | (5.066) | (507) | 10,0% |
| RESULTADO DE EXPLOTACIÓN | 108.035 | 116.517 | (8.482) | (7,3%) |
| RESULTADO FINANCIERO | 4.804 | 6.177 | (1.373) | (22,2%) |
| Ingresos financieros | 9.522 | 11.360 | (1.838) | (16,2%) |
| Gastos financieros | (4.892) | (5.323) | 431 | (8,1%) |
| Resultados por unidades de reajuste | 300 | 342 | (42) | (12,3%) |
| Diferencias de cambio | (126) | (202) | 76 | (37,6%) |
| OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN | 157 | 1 | 156 | 0,0% |
| Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación | - | 1 | (1) | - |
| Resultados de otras inversiones | 4 | - | 4 | - |
| Resultados en ventas de activo | 153 | - | 153 | - |
| RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS | 112.996 | 122.695 | (9.699) | (7,9%) |
| Impuesto sobre sociedades | (27.223) | (22.286) | (4.937) | 22,2% |
| RESULTADO DEL EJERCICIO | 85.773 | 100.409 | (14.636) | (14,6%) |
| Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto | - | 8.914 | (8.914) | (100,0%) |
| RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS | 85.773 | 109.323 | (23.550) | (21,5%) |
| Resultado del período | 85.773 | 109.323 | (23.550) | (21,5%) |
| Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora | 85.773 | 109.323 | (23.550) | (21,5%) |
| Ganancia atribuible a participaciones no controladoras | - | - | - | - |
| Utilidad por Acción Ch\$ | 74,54 | 95,00 | (20,47) | (21,5%) |



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

Resultado de Explotación

El resultado de explotación obtenido al 30 de septiembre de 2017 fue de Ch\$ 108.035 millones, menor en 7,3% respecto de los Ch\$ 116.517 millones registrados en el período anterior. Por su parte, el EBITDA disminuyó en Ch\$ 3.834 millones o 2,7% al alcanzar los Ch\$ 140.300 millones en septiembre 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\$ 12.135 millones, principalmente gracias al incremento de las ventas físicas (+362 GWh) y mayores ingresos en negocio transmisión.

El margen de los productos y servicios de valor añadido alcanzó los Ch\$ 15.528 millones, aumentando Ch\$ 1.800 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, se produjo un mayor gasto por concepto de compensaciones e indemnizaciones por daños por Ch\$ 2.427 millones, provisiones por multas Ch\$ 3.261 millones y compensaciones voluntarias por Ch\$ 1.886 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\$ 1.353 millones respecto de septiembre de 2016. Adicionalmente, se registró un mayor gasto en los negocios regulados por Ch\$ 4.235 millones.

Los gastos de personal aumentaron en Ch\$ 3.483 millones respecto a septiembre 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 un aumento en los costos fijos en Ch\$ 1.125 millones, que se explica principalmente por aumento en servicio de inspección, emergencias, medidas gráficas y roce de líneas por Ch\$ 1.016 millones.

Finalmente, la depreciación y amortización del periodo aumento en Ch\$ 4.141 millones, como consecuencia de un incremento en las inversiones que pasaron a explotación.

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 |
|--|------------------|----------------|-----------------|-----------------|
| | 30-09-2017 | 30-09-2016 | sep 17 - sep 16 | sep 17 - sep 16 |
| Ventas de energía | 901.157 | 891.700 | 9.457 | 1,1% |
| Venta de electricidad Residencial | 350.351 | 331.925 | 18.426 | 5,6% |
| Venta de electricidad Comercial | 285.802 | 285.296 | 506 | 0,2% |
| Venta de electricidad Industrial | 166.903 | 175.569 | (8.666) | (4,9%) |
| Otros Consumidores | 98.101 | 98.910 | (809) | (0,8%) |
| Otras ventas | 8.892 | 6.239 | 2.653 | 42,5% |
| Ventas de productos y servicios | 8.892 | 6.239 | 2.653 | 42,5% |
| Otras prestaciones de servicios | 93.700 | 93.217 | 483 | 0,5% |
| Peajes de transmisión y transporte | 51.228 | 49.641 | 1.587 | 3,2% |
| Arriendo equipos de medida | 3.650 | 3.332 | 318 | 9,5% |
| Alumbrado público | 10.798 | 8.573 | 2.225 | 26,0% |
| Otras prestaciones | 28.024 | 31.671 | (3.647) | (11,5%) |
| Total Ingresos de actividades ordinarias | 1.003.749 | 991.156 | 12.593 | 1,3% |
| Otros Ingresos por naturaleza | | | | |
| Ingresos por recuperación de fraudes (CNR) | 1.466 | 1.030 | 436 | 42,3% |
| Cancelación fuera de plazo de facturación | 1.051 | 1.143 | (92) | (8,0%) |
| Recuperación deuda castigada | 140 | 106 | 34 | 32,1% |
| Otros Ingresos | 506 | 652 | (146) | (22,4%) |
| Total Otros ingresos por naturaleza | 3.163 | 2.931 | 232 | 7,9% |

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

| Mercado | N° Clientes Sep-17 | N° Clientes Sep-16 | % Var N° Clientes | Ventas millones Ch\$ Sep-17 | Ventas millones Ch\$ Sep-16 | % Var Clientes | (*)Venta GWh Sep-17 | (*)Venta GWh Sep-16 | % Var GWh |
|----------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-------------------|------------------------|------------------------|--------------|
| Residencial | 1.674.173 | 1.624.146 | 3,1% | 350.351 | 331.925 | 5,6% | 3.568 | 3.397 | 5,1 % |
| Comercial | 144.962 | 140.980 | 2,8% | 285.802 | 285.296 | 0,2% | 3.943 | 3.921 | 0,6 % |
| Industrial | 12.596 | 12.464 | 1,1% | 166.903 | 175.569 | -4,9% | 1.832 | 1.908 | (4,0 %) |
| Peaje | 6 | 6 | - | - | - | - | 2.190 | 1.877 | 16,7 % |
| Otros | 37.829 | 36.721 | 3,0% | 98.101 | 98.910 | -0,8% | 838 | 906 | (7,5 %) |
| Totales | 1.869.566 | 1.814.317 | 3,1 % | 901.157 | 891.700 | 1,1% | 12.371 | 12.009 | 3,0 % |

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



AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

Resultado no Operacional

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

| Resultado no Operacional (millones de Ch\$) | sep-17 | sep-16 | Variación sep 17-sep 16 | % Variación sep 17-sep 16 |
|--|----------------|----------------|----------------------------|------------------------------|
| RESULTADO FINANCIERO | 4.804 | 6.177 | (1.373) | (22,2%) |
| Ingresos financieros | 9.522 | 11.360 | (1.838) | (16,2%) |
| Gastos financieros | (4.892) | (5.323) | 431 | (8,1%) |
| Resultados por unidades de reajuste | 300 | 342 | (42) | (12,3%) |
| Diferencias de cambio | (126) | (202) | 76 | (37,6%) |
| OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN | 157 | 1 | 156 | 0,0% |
| Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación | - | 1 | (1) | - |
| Resultados de otras inversiones | 4 | - | 4 | - |
| Resultados en ventas de activo | 153 | - | 153 | - |
| RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS | 112.996 | 122.695 | (9.699) | (7,9%) |
| Impuesto sobre sociedades | (27.223) | (22.286) | (4.937) | 22,2% |
| RESULTADO DEL EJERCICIO | 85.773 | 100.409 | (14.636) | (14,6%) |
| Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto | - | 8.914 | (8.914) | (100,0%) |
| RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS | 85.773 | 109.323 | (23.550) | (21,5%) |
| | - | - | - | 0,0% |
| Resultado del período | 85.773 | 109.323 | (23.550) | (21,5%) |
| Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora | 85.773 | 109.323 | (23.550) | (21,5%) |
| Ganancia atribuible a participaciones no controladoras | - | - | - | - |

- Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en Ch\$ 1.373 millones con respecto al ejercicio anterior, lo que se explica fundamentalmente por:

- Un mayor gasto de intereses por Ch\$ 2.320 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\$ 1.341 millones, menores intereses asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 780 millones y menores ingresos por reajustes por Ch\$ 42 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\$ 2.173 millones y Ch\$ 862 millones, respectivamente y mayores ingresos por diferencia de cambio por Ch\$ 76 millones.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

- Impuestos a las Ganancias

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades fue de Ch\$ 27.223 millones con una variación de Ch\$ 4.937 millones que se explica principalmente por un mayor gasto en resultados por impuestos asociados a menores beneficios por corrección monetaria por Ch\$ 2.437 y a utilidades asignadas a Chilectra Américas en el año 2016 por Ch\$1.320; y a mayores gastos por efecto cambio de tasa del 24% al 25,5% sobre la renta por Ch\$ 1.394 millones.

- 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 septiembre de 2016, presenta dos meses de contribución de los negocios extranjeros.

2. Análisis del Estado de Situación Financiera

| Activos (millones de Ch\$) | sep-17 | dic-16 | Variación sep 17-dic 16 | % Variación sep 17-dic 16 |
|----------------------------|------------------|------------------|----------------------------|------------------------------|
| Activos Corrientes | 234.210 | 245.123 | (10.913) | (4%) |
| Activos No Corrientes | 858.972 | 829.203 | 29.769 | 4% |
| Operaciones Discontinuas | - | - | - | - |
| Total Activos | 1.093.182 | 1.074.326 | 18.856 | 2% |

➤ Los Activos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 10.913 millones, equivalentes a un 4%, que se explica principalmente por:

- ❖ Disminución de efectivo y equivalente al efectivo en Ch\$ 17.368 millones, producto de una disminución de las inversiones temporales en pactos de compra con retroventa por Ch\$ 14.677 millones y una disminución de saldos en bancos por Ch\$ 2.692 millones.
- ❖ Aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en Ch\$ 19.368 millones: principalmente explicado por un incremento de los deudores por venta en Ch\$ 22.689 millones, producto de una mayor facturación por Ch\$ 7.488 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\$ 15.247 millones y una mayor provisión por cobro de peajes de subtransmisión por Ch\$ 299 millones.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

- ❖ Disminución de Otros activos no financieros corriente en Ch\$ 7.452 millones, se explica principalmente por termino de proyectos de alumbrado público por Ch\$ 5.783 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\$2.434 millones, que se explica principalmente por disminución de cuentas a cobrar por peajes a Enel Generación Chile S.A. por Ch\$1.680 millones.
 - ❖ Disminución de Activos por Impuestos Corrientes por Ch\$ 3.675 millones, que se explica por disminución de los pagos provisionales mensuales por Ch\$ 3.573 millones.
- Los Activos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 29.769 millones, que se explica principalmente por:
- ❖ Aumento de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes en Ch\$ 8.459 millones, que se explica por el aumento de deudores por leasing a largo plazo.
 - ❖ Aumento neto de Propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 20.722 millones, que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 45.235 millones, parcialmente compensado por la depreciación del periodo por Ch\$ 24.494 millones.

| Pasivos (millones de Ch\$) | sep-17 | dic-16 | Variación sep 17-dic 16 | % Variación sep 17-dic 16 |
|--|------------------|------------------|----------------------------|------------------------------|
| Pasivos Corrientes | 338.704 | 259.685 | 79.019 | 30% |
| Pasivos No Corrientes | 58.226 | 106.283 | (48.057) | (45%) |
| Patrimonio Neto | 696.252 | 708.358 | (12.106) | (2%) |
| Dominante | 696.247 | 708.353 | (12.106) | (2%) |
| Minoritario | 5 | 5 | - | - |
| Total Patrimonio Neto y Pasivos | 1.093.182 | 1.074.326 | 18.856 | 2% |

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

Los Pasivos Totales y el Patrimonio neto de la compañía, presentan a septiembre de 2017 una disminución de Ch\$ 18.856 millones respecto a diciembre de 2016, debido principalmente a:

- Los Pasivos Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 79.019 millones, equivalentes a un 30%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 79.211 millones, principalmente explicada por mayores obligaciones con (i) Enel Chile S.A. por Ch\$ 76.646, 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 y menores obligaciones por concepto de dividendos por pagar y compra de materiales por Ch\$ 42.064 millones y Ch\$ 10.956 millones, respectivamente, y (ii) Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 4.581 millones, por concepto de compras de energía y peajes.
- Los Pasivos No Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 48.057 millones, equivalentes a un 45%, 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\$ 2.653 millones, que están asociadas principalmente a multas SEC por Ch\$ 2.029 millones.
 - ❖ El patrimonio neto disminuyó en Ch\$ 12.106 millones respecto de diciembre de 2016 y se explica fundamentalmente por una disminución en ganancias acumuladas en Ch\$ 12.442 millones. Esta disminución se generó por pago de dividendos Ch\$ 99.050 millones, compensada parcialmente por el resultado positivo del período por Ch\$ 85.773 millones y por Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos por Ch\$835 millones.

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

| Indicador | Unidad | sep-17 | dic-16 | sep-16 | Variación | % Variación | |
|----------------------|--|--------|-----------|----------|-----------|-------------|-------|
| Liquidez | Liquidez Corriente | Veces | 0,69 | 0,94 | - | (0,25) | (27%) |
| | Razón Acida (1) | Veces | 0,68 | 0,94 | - | (0,26) | (28%) |
| | Capital de Trabajo | MM\$ | (104.494) | (14.562) | - | (89.932) | 618% |
| Endeudamiento | Razón de Endeudamiento | Veces | 0,57 | 0,52 | - | 0,05 | 10% |
| | Deuda Corto Plazo | % | 85,3% | 71,0% | - | 14,3% | 20% |
| | Deuda Largo Plazo | % | 14,7% | 29,0% | - | (14,3%) | (49%) |
| | Cobertura Costos Financieros (2) | Veces | 29,74 | - | 21,73 | 8,01 | 37% |
| Rentabilidad | Resultado explotación/ingresos explotación | % | 10,7% | - | 11,7% | (1,0%) | (8%) |
| | Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada | % | 16,7% | - | 21,9% | (5,3%) | (24%) |
| | Rentabilidad del Activo anualizada | % | 11,2% | - | 16,1% | (4,9%) | (30%) |



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

3. Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó a septiembre 2017 un flujo neto negativo de Ch\$ 17.368 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

| Flujo de Efectivo (millones de Ch\$) | sep-17 | sep-16 | Variación sep 17-sep 16 | % Variación sep 17-sep 16 |
|--------------------------------------|-----------------|-----------------|----------------------------|------------------------------|
| de la Operación | 105.855 | 110.180 | (4.325) | (3,93%) |
| de Inversión | (56.584) | (45.817) | (10.767) | 23,50% |
| de Financiamiento | (66.639) | (88.838) | 22.199 | (24,99%) |
| Flujo neto del período | (17.368) | (24.475) | 7.107 | (29,04%) |

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 105.855 millones, lo que representa una disminución de 3,9% respecto de septiembre de 2016. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 1.177.000 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 986.200 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 26.129 millones, pagos de impuestos por Ch\$ 23.077 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 32.219 millones y otras salidas de efectivo por Ch\$ 4.981 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\$ 56.584 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 57.633 millones, compensado parcialmente por intereses recibidos por Ch\$ 829 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 66.639 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados de Ch\$ 141.929 millones, pagos de préstamos a entidades relacionadas por Ch\$ 140.574 millones, compensado por obtención de préstamos de entidades relacionadas por Ch\$ 219.209 millones.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

INFORMACION PLANTAS Y EQUIPOS POR COMPAÑÍA (millones de pesos)

| Empresa | Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos | | Depreciación Activo Fijo | |
|-----------------------------------|---|---------------|--------------------------|---------------|
| | sep-17 | sep-16 | sep-17 | sep-16 |
| Enel Distribución Chile | 57.032 | 46.826 | 26.535 | 22.411 |
| Empresa Eléctrica de Colina Ltda. | 558 | 501 | 118 | 106 |
| Luz Andes Ltda. | 43 | 48 | 27 | 34 |
| Empresa de Transmisión Chena S.A. | - | - | 12 | - |
| Total Consolidado | 57.633 | 47.375 | 26.692 | 22.551 |

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

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 30 de septiembre de 2017, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$ 6.010 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).



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

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 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 septiembre de 2017, Enel Distribución Chile S.A. presentó un aumento en sus ventas de energía respecto del año anterior de 1,1%. 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.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

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 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.

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 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: Corresponden a aquellos clientes 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, 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.

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 de suficiencia para cada central, valor que es independiente de su despacho.

3.- Energías renovables no convencionales

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

3.2 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 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 instalación 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.

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, 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).



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

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 $\pm 4\%$.

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.

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.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

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 culminó en agosto 2017 con la publicación del decreto 11T, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución y que tendrá aplicación retroactiva a contar de 4 noviembre 2016.

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.

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 contempla 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 han publicado 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.

5.- Revisiones tarifarias y procesos de suministro

5.1 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 cuadrienio 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; 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 Systep Ingeniería y Diseños S.A para efectuar el Estudio de Valor Agregado de Distribución Cuadrienio 2016-2020. El 5 de septiembre de 2016, Enel Distribución Chile entregó el estudio a la autoridad, cumpliendo con los requerimientos señalados en la Ley, en tiempo y forma.

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

Las tarifas a cliente final que rigieron durante 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:



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

-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.

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.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

5.2 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 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. 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.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

5.3 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

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

5.4 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 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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

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.

Los próximos hitos de la Licitación 2017/01 son: i) Entrega de Ofertas (11 de octubre de 2017), ii) Publicación Precio de Reserva (24 de octubre de 2017), iii) Apertura Ofertas Económicas (30 de Octubre) y iv) Adjudicación (mes de noviembre 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.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

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.