

Análisis Razonado Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad S.A. Al 31 de diciembre de 2017

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-17 MM\$	Dic-16 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	154.058	128.905	25.153	20%
Activos no corrientes	759.142	696.059	63.083	9%
Total activos	913.200	824.964	88.236	11%
Pasivos corrientes	283.079	205.765	77.314	38%
Pasivos no corrientes	201.407	199.910	1.497	1%
Patrimonio	428.714	419.290	9.424	2%
Total pasivos y patrimonio	913.200	824.964	88.236	11%

1) Activos

Presentan un aumento de MM\$88.236 respecto de diciembre de 2016, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM\$25.153 y un aumento en los Activos no corrientes de MM\$63.083.

La variación positiva que presentan los Activos corrientes, es originada por:

- a) Aumento en Efectivo y equivalentes al efectivo (MM\$2.058), principalmente por mayores ingresos operacionales netos; compensado parcialmente con aporte de capital a relacionada Eletrans.
- a) Aumento en las Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar (MM\$12.755), principalmente por diferencias pendientes de reliquidar con el Sistema Eléctrico y/o clientes (que en este caso resultaron por cobrar por parte de la Sociedad), cuya forma de cancelación y monto son instruidas a través de decretos emitidos por el Regulador Eléctrico. Estos ajustes persiguen equiparar los precios de las tarifas del cliente residencial a nivel nacional o bien premiar sectores con generación instalada, entre otros.
- b) Aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas (MM\$11.777), principalmente por préstamos en cuenta corriente a la relacionada Sagesa S.A. y Frontel y materiales y costo de personas por cobrar a Frontel.



Lo anterior compensado parcialmente con una disminución en Activos por impuestos corrientes (MM\$2.219), principalmente por menor IVA crédito fiscal por recuperar relacionado con construcción de obras importantes, especialmente por la recuperación de IVA crédito realizada en diciembre 2017 por la filial Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN), la que fue compensada parcialmente por el mayor IVA crédito producto de inversiones en líneas de Transmisión de sus filiales Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC) y Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT).

La variación positiva del ítem de Activos no corrientes por MM\$63.083 se explica principalmente por:

- a) Aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$53.600) debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, disminuido en parte por la depreciación del periodo.
- b) Aumento en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación (MM\$10.600), por aporte de capital a Eletrans S.A. (negocio conjunto con Chilquinta, empresa que no pertenece al Grupo empresarial Saesa).
- c) Aumento en Activos por impuestos diferidos (MM\$1.947), principalmente por impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales.

Lo anterior compensado parcialmente con:

- a) Disminución en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes (MM\$1.647), por disminución de deuda no corriente por cobrar por alumbrados públicos.
- b) Disminución en Activos intangibles distintos de la plusvalía (MM\$1.393), principalmente por disminución de activo intangible Software neto, debido a la amortización de dicho activo.

2) Pasivos

Los Pasivos aumentan en MM\$78.811 respecto de diciembre de 2016, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$77.314 y un aumento en los Pasivos no corrientes de MM\$1.497.

La variación positiva que presentan los Pasivos corrientes, es originada por:



- a) Aumento de Otros pasivos Financieros (MM\$48.219), por préstamo bancario a corto plazo obtenido en el mes de abril por la Sociedad y su filial STS. Estos préstamos se utilizan para financiar el importante crecimiento en proyectos de Transmisión. La Sociedad está evaluando estructurar esta deuda en el largo plazo, una vez que los proyectos estén operando.
- b) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$19.874), por facturas de proveedores por compra de energía y peajes y por cuentas por pagar por bienes y servicios que no terminaron el ciclo de compra, así como también pagos pendientes de reliquidar por diferencias con el Sistema Eléctrico que persiguen equiparar las tarifas de compra de energía del cliente a nivel nacional.
- c) Aumento en Otros pasivos no financieros (MM\$8.210), por mayor subvención gubernamental por aportes del Fondo Nacional de Desarrollo Regional, destinados a financiar obras de electrificación rural y social.

El aumento de los Pasivos no corrientes, se explica por

a) Aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM\$10.971), debido principalmente a mayores diferencias temporales originada por la comparación entre bases tributarias y financieras que afectan a Propiedades, planta y equipo.

Lo anterior compensado parcialmente por:

- b) Disminución Otros pasivos financieros no corrientes (MM\$5.388), por traspaso al corriente de cuota de capital de los bonos Series G e I; compensado parcialmente por actualización de capital de bonos Serie I, J, L y O.
- c) Disminución en Otros pasivos no financieros no corrientes (MM\$4.791), relacionado con el menor patrimonio negativo en negocios conjuntos (Eletrans, y Eletrans II). En el año 2017, la Sociedad realizó un aporte de capital a Eletrans con lo que paso a tener patrimonio positivo y fue reclasificada en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación. Eletrans II aún mantiene patrimonio negativo y se muestra en esta cuenta de pasivo. Estas dos sociedades son negocios conjuntos con Chilquinta, empresa que no pertenece al Grupo empresarial Saesa.



3) Patrimonio

Presenta un aumento de MM\$9.424 (MM\$10.121 sin participaciones controladoras) respecto de diciembre de 2016, principalmente por el resultado del periodo (MM\$35.386) y derivado de flujo de caja perteneciente a Eletrans S.A., Eletrans II S.A., y filiales STN y STC (MM\$ 1.782); compensado parcialmente por ajuste de conversión de las filiales SGA, STN, STC, Sagesa S.A. y relacionadas Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. (MM\$3.479), pago de dividendo 2017 neto de provisión (MM\$12.925) y provisión de dividendo mínimo (MM\$10.615).



Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-17	Dic-16	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,5	0,6	(13,1%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,5	0,6	(12,1%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	1,1	1,0	16,8%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	9,1	7,5	21,3%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	58,4%	50,7%	15,2%
pasivos	Deuda LP / Deuda total (6)	%	41,6%	49,3%	(15,6%)
	Inversiones en activo fijo	MM\$	80.677	74.371	8,5%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	6,7	6,2	7,1%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	55	59	(6,9%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	77,1	80,8	(4,6%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	78.135	57.206	36,6%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	8,48%	5,72%	48,3%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	4,14%	2,96%	39,9%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	12,03%	10,12%	18,8%
	Utilidad por acción (14)	\$	0,0039	0,0026	50,6%

Fórmulas:

(1)	- 1	rahiuni	Corriente:

Activos Corrientes
Pasivos Corrientes

(2) Razón Ácida:

= Activos Corrientes – Inventarios Corrientes
Pasivos Corrientes

(3) Deuda / Patrimonio:

= Pasivos Corrientes + Pasivos No Corrientes
Total Patrimonio

(4) Cobertura Gastos Financieros:

= Resultado Bruto de Explotación*

Costos Financieros

(5) Deuda CP / Deuda Total:

= Pasivos Corrientes
Pasivos Corrientes + Pasivos No Corrientes

(6) Deuda LP / Deuda Total:

= Pasivos No Corrientes

Pasivos Corrientes + Pasivos No Corrientes

^{*} Corresponde al presentado, en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este Análisis Razonado.



(7) Rotación de Inventarios:

* *Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

(10) Ebitda (12 meses móviles):

= Corresponde al Resultado Bruto de Explotación (presentado en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida), de este Análisis Razonado) de 12 meses móviles.

(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado) en donde PPE es Propiedades, Planta y Equipos (neto):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del}}\right) \times \text{Resultado Bruto de la explotación*}}{\left(\text{(Total PPE actual + Total PPE anterior)}/2\right)}$$

(14) Utilidad por acción:



Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-17 MM\$	Dic-16 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	377.577	341.661	35.916	11%
Materias primas y consumibles utilizados	(231.842)	(225.935)	(5.907)	3%
Margen de contribución	145.735	115.726	30.009	26%
Gasto por beneficio a los empleados	(18.960)	(17.072)	(1.888)	11%
Otros gastos por naturaleza	(48.640)	(35.978)	(12.662)	35%
Resultado bruto de explotación	78.135	62.676	15.459	25%
Gasto por depreciación y amortización	(19.592)	(18.707)	(885)	5%
Resultado de explotación	58.543	43.969	14.574	33%
Resultado financiero	(11.338)	(12.125)	787	(6%)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	1.229	476	753	158%
Otras ganancias (pérdidas)	270	(247)	517	(209%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	48.704	32.073	16.631	52%
Gasto por impuestos a las ganancias	(12.730)	(8.210)	(4.520)	55%
Ganancia (përdida)	35.974	23.863	12.111	51%
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	35.386	23.501	11.885	51%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	588	362	226	62%

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación aumentó respecto al año anterior, en MM\$14.574, lo que se explica principalmente por:

- a) Mayor Margen de contribución de MM\$30.009 debido principalmente a:
 - Mayor margen de Distribución (MM\$9.483), por entrada en vigor de las nuevas tarifas de VAD que aumentaron los ingresos de la Sociedad en MM\$6.810 (de estos, MM\$1.362 corresponde al período Nov-Dic 2016) e incremento en venta de energía (3,3%), especialmente clientes residenciales, lo que contribuye a una mejor estructura de ventas, aumentando el margen.
 - Mayor margen en Transmisión Dedicada (MM\$2.837), principalmente por ingresos provenientes de nuevos proyectos en operación a partir del segundo



semestre de 2016 (proyectos Sitramel y San Andres), y segundo semestre 2017 (proyecto Maria Elena).

- Mayor margen en Transmisión Nacional y Zonal (MM\$3.544), principalmente por mayor crecimiento de la demanda del sistema (4,8%), indexación por factores macroeconómicos y menores pérdidas de energía en el sistema de transmisión que permiten un uso más eficiente.
- Mayor margen en Generación Edelaysen (MM\$3.657), principalmente por menor consumo de combustible para centrales térmicas en el año 2017 por mayor disponibilidad de agua en la Región (el año 2016 fue un año muy seco).
- Mayor margen en Comercialización de energía (MM\$738), principalmente por mayores ingresos debido la incorporación de clientes no regulados.
- Mayores Otros ingresos (MM\$6.943), principalmente por mayores ingresos por construcción y mantenimiento de obras de terceros (alumbrado público) y ventas al detalle de productos y servicios y otros ingresos.

Lo anterior compensado parcialmente por:

- a) Mayores Gastos del personal (MM\$1.888), por incremento de dotación e indexación de IPC.
- b) Mayores gastos de Operación y mantenimiento sistema eléctrico por un total de (MM\$3.387), principalmente por mayores actividades de mantenimientos correctivos, control de vegetación y emergencias climáticas ocurridas durante el año, así como el pago de compensaciones por suministro eléctrico derivadas de los cortes relacionados principalmente por esas emergencias climáticas.
- c) Incremento en costos de Contratistas que participan en las actividades comerciales de distribución (lectura de medidores, reparto de boletas, corte y reposición de suministro y otros), debido al fuerte enfoque de atención al cliente que ha impulsado la Empresa por (MM\$913).
- d) Mayores costos de administración por (MM\$1.248) relacionados principalmente con asesorías especiales para Plan Estratégico de largo plazo de la Sociedad y asesorías y provisiones por contingencia legales (que han aumentado por mayores exigencias tanto de autoridades como de los clientes).
- e) Mayores Egresos por construcción de obras de terceros por (MM\$6.053), relacionado con los costos de materiales y contratistas de construcción y mantenimiento de obras de terceros (alumbrado público), ventas al detalle de productos y servicios y otros ingresos.



f) Mayores gastos en depreciación y amortización (MM\$885) por cierre de obras de transmisión, principalmente de proyecto Sitramel.

2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación positiva de MM\$787 (menor pérdida) con respecto al año anterior, por:

- a) Menores costos por los conceptos de Resultados por unidades de reajuste (MM\$1.218), originado por una menor variación del valor de la UF en el año 2017 (1,7%) versus 2016 (2,8%) que afecta a las deudas indexadas a este tipo de moneda.
- b) Menores costos por diferencia de cambio (MM\$1.124), originado por actualización de las cuentas monetarias en pesos de las empresas con moneda funcional dólar, que en términos consolidados tienen una posición de balance principalmente activa en pesos, la que genera utilidades cuando se aprecia esta moneda, que fue lo que ocurrió en 2017 versus 2016; compensado parcialmente con actualización de crédito en cuenta corriente en dólares que la Sociedad entregó a sus filiales STN, STC y SATT (que tienen moneda funcional dólar).

Lo anterior, compensado parcialmente con una disminución de los ingresos financieros, así como un aumento de los créditos y su correspondiente gasto financiero por mayores requerimientos de caja (MM\$1.557).

- 3) Mayores ingresos (variación positiva) en participación en las ganancias de asociadas que se contabilizan utilizando el método de la participación por (MM\$753), correspondiente a las empresas Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III que se encuentran en etapa de construcción de parte importante de sus activos. El valor positivo se relaciona principalmente con los ingresos por la entrada en operación en el segundo semestre del 2016 de la primera etapa "Diego de Almagro-Cardones", y en el segundo semestre 2017 la segunda etapa "Ciruelos-Pichirropulli", correspondientes a Eletrans S.A. (50% de su activo total), adicionalmente un mejor resultado por diferencia de cambio.
- 4) Mayor impuesto a la renta (MM\$ 4.521), principalmente por mayor utilidad del período y mayor tasa respecto del año anterior (25,5% versus 24,0%).

5) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$ 35.974 lo que implicó un aumento de MM\$12.111 respecto al año anterior.



II. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Rujo de Efectivo	Dic-17	Dic-16	Diferencia	Variación
	мм\$	мм\$	мм\$	%
de la Operación	105.898	83.702	22.196	27%
de la Inversión	(111.632)	(89.008)	(22.624)	25%
de Financiación	7.783	(3.901)	11.684	(300%)
Flujo neto del período	2.049	(9.207)	11.256	(122%)
Variación en la tasa de cambio	9	(13)	22	(169%)
Incremento (disminución)	2.058	(9.220)	11.278	(122%)
Saldo Inicial	12.769	21.989	(9.220)	(42%)
Saldo Final	14.827	12.769	2.058	16%

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$14.827, mayor en un 16% respecto al año anterior.

La variación positiva del flujo neto respecto el año anterior, se explica principalmente por:

- Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación principalmente por mayores ingresos operacionales netos (mayor Ebitda) y recuperación de IVA crédito fiscal en diciembre 2017, vía administrativa, por MM\$ 6.058 correspondiente al acumulado por construcción de sistema de transmisión en filial STN.
- 2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de inversión, originado principalmente por aporte de capital a Eletrans en el primer semestre del año 2017 y mayores préstamos a entidades relacionadas.
- 3) Flujo positivo de efectivo en Actividades de financiación, principalmente por mayores préstamos recibidos (de entidades financieras y relacionadas).



IV. Mercados en que participa

Saesa es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Opera principalmente en la Región de Los Ríos y la Región de Los Lagos, junto a su filial Luz Osorno. A través de su filial Edelaysen desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución (integrada verticalmente por su calidad de sistema no conectado al SIC), abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aisén.

A través de su filial STS, desarrolla el negocio de Transmisión Zonal, Nacional y Dedicada, que corresponde principalmente al transporte de energía desde las generadoras con contrato de suministro a empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Adicionalmente, pero en menor medida, presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

También, pero en menor escala, desarrolla el negocio de generación con su filial SGA, la que comercializa energía en el SIC generada por la relacionada Sagesa S.A. y a través de contratos de suministro con generadoras para abastecer a sus clientes.

En los últimos dos años, la Sociedad también ha participado en licitaciones para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de Transmisión Dedicada y Nacional. Esto a través de sus filiales STN, STC, Cabo Leones (Transmisión Dedicada) y SATT (Transmisión Nacional y Dedicada).

El proyecto llevado a cabo por STN (línea 2x220 kV Kapatur – O'Higgins en el SING) entró en operación durante el mes de junio de 2016, y los proyectos de STC (Línea 2x220 kV San Fabián – Ancoa) y SATT (S/E Kimal) están en fase de construcción.

V. Principales Riesgos

Los principales riesgos a los que la Sociedad y sus filiales se ven expuestas están relacionados con cambios en su marco Regulatorio, suministro de energía, así como los riesgos financieros que se explican en la Nota 4. Política de Gestión de Riesgo de los Estados Financieros de la Sociedad.

1) Riesgos Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria y de licitación pública liderados por la Comisión Nacional de Energía (la Autoridad), tanto para los segmentos de distribución y transmisión de energía, así como la generación en los sistemas medianos.



En los procesos de fijación tarifaria, la Autoridad fija las tarifas en base a normas dictadas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La Autoridad busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarificados. La Autoridad puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

Cabe mencionar que las expansiones de las instalaciones de Transmisión Nacional, son determinadas por la CNE a partir de procesos de planificación centralizada y realizados anualmente. La construcción y explotación de las obras requeridas se adjudicará como resultado de un proceso de licitación pública internacional. Las condiciones de la remuneración de dichos activos dependerán del tipo de obra que se trate (obra nueva o ampliación), aunque en ambos casos consideran que recién luego de cinco períodos tarifarios (20 años), desde la fecha de entrada en operación, se revisará el Valor de Inversión (V.I.) de dichas instalaciones como parte de un proceso tarifario. Así también las ampliaciones de instalaciones existentes u otras nuevas en Transmisión Zonal a partir de 2018, estarán sometidas a licitaciones públicas en donde se fijan las tarifas y condiciones de servicio para los próximos 20 años.

A continuación una descripción de cada uno de ellos:

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

b) Fijación de tarifas de generación y comercialización en el mercado

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa



de la central al mercado spot y por otra, como generador comercializador establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios o participando de licitaciones de suministro de electricidad para clientes regulados impulsadas por la Comisión Nacional de Energía.

Los precios para valorizar la inyección de energía al mercado spot, son calculados por la Dirección de Peajes del Coordinador Eléctrico Nacional y se denomina costo marginal horario que se obtiene en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. La valorización de potencia se realiza considerando los precios calculados por la Comisión Nacional de Energía en fijaciones tarifarias semestrales.

Por otra parte, si el generador cuenta con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes el valor de la energía vendida al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro.

Actualmente la relacionada Sagesa S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot en el Sistema Interconectado Central. La energía comercializada por SGA, proviene, además de la comprada a Sagesa S.A., de otros generadores del sistema con quienes mantiene contratos de compraventa.

En el caso de SGA podría existir una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre la compra asociada al contrato de compra con un proveedor y la venta al mercado mayorista (precio spot). Así, SGA mantiene actualmente un contrato de compra indexado en una proporción al precio de nudo, lo que genera un desacople en los ingresos valorizados a costo marginal. Por cada peso de diferencia entre precio de nudo y costo marginal (para una venta promedio mensual de 4 GWh), se generará un ingreso o pérdida de aproximadamente M\$2.000 si el costo marginal está sobre o por debajo del precio de nudo, respectivamente.

La Sociedad monitorea este contrato y los precios de mercado para tomar medidas de modo de evitar que se produzcan pérdidas importantes en el mediano plazo. Estas medidas han sido activar contratos de venta a precios fijos en vez de vender al mercado spot, anulando así el riesgo de cantidad y precio entre el punto de inyección y retiro.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio.

Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final. En 2015 se publicaron las nuevas tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2014 a octubre 2018.



c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que rige desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020.

Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local (IPC), inflación de Estados Unidos (CPI) y el tipo de cambio. Esta fijación implicó un aumento en los ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad de aproximadamente un 1,6% para el año 2017 (comparado con ingresos del año 2017 sin cambio de tarifa).

Respecto de la fijación de Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, se esperan nuevas tarifas para el transcurso del año 2018, mediante la publicación del Decreto respectivo. Actualmente está vigente el decreto del proceso anterior, publicado el 14 de marzo de 2014.

Cabe mencionar que en diciembre 2017 se publicó la norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición y monitoreo. No obstante, gran parte de estos estándares serán exigibles una vez su costo de implementación se refleje en las tarifas de distribución. Durante el año 2018 se espera una nueva fijación tarifaria que permita a las empresas costear estas nuevas exigencias.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Distribución son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y sus filiales y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

d) Fijación de tarifas de Transmisión Zonal

De acuerdo con la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de Transmisión Zonal (ex - subtransmisión), con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Mediante la Ley N°20.805 publicada el año 2015, se extendió la aplicación del DS N°14 que fijaba las tarifas de transmisión zonal para el período 2011-2014 hasta el 31 de diciembre de 2015. Posteriormente, mediante la Ley N°20.936 se extendió nuevamente la vigencia del DS N°14, esta vez, hasta el 31 de diciembre de 2017.



Adicionalmente, esa misma Ley estableció un nuevo marco regulatorio para el servicio de Transmisión, principalmente Zonal. En especial, se estableció un regimen tarifario para el período 2018-2019, que permitire establecer la valorización del catastro de instalaciones existentes y cuyo proceso de cálculo se inició hacia fines del 2016 y respecto del cual se espera que el respectivo decreto tarifario sea publicado a principios del 2018. La misma Ley establece un regimen de revisión cuatrienal para establecer la valorización de instalaciones que sean calificadas como Zonal, aplicable desde el año 2020 en adelante.

e) Fijación de tarifas de Transmisión Nacional

En el marco del último proceso tarifario de transmisión troncal, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, y publicado el Decreto Supremo N°23T del 2016 (DS 23T) se realizó un cambio en la calificación de instalaciones de transmisión de propiedad SAESA y del Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), filial de la Sociedad, mediante la cual las instalaciones de 220kV que permiten la alimentación desde subestación Puerto Montt hasta la subestación Chiloé, pasaron a ser calificadas como de Transmisión Nacional.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la transmisión, tanto nacional como zonal, son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, ante la CNE, el Honorable Panel de Expertos o la Contraloría General de la República, según sea el caso.

2) Contratos de suministro clientes regulados

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos cinco años.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro como resultado de las últimas licitaciones de suministro realizados coordinadamente entre todas las distribuidoras, según las Bases Técnicas publicadas por CNE.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a los cambios legales introducidos mediante la Ley N° 20.805 del 2015 que permiten el traspaso de exedentes entre distribuidoras.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de



demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (Enero 2024 – Diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 2017, por el 100% de la energía licitada.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, que permitirán disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio.

3) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SEN se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía o retraso de construcción de proyectos de generación.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Los cambios legislativos mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- A través de las licitaciones de suministro y licitaciones de obras de transmisión el regulador aumentó la matriz energética disponible.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones ante un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.