Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Inversiones Eléctricas del Sur S.A.
Al 30 de junio de 2017

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

	Jun-17 MM$	Dic-16 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos corrientes	165.557	176.210	(10.653)	(6%)
Activos no corrientes	1.033.781	983.881	49.900	5%
Total activos	**1.199.338**	**1.160.091**	**39.247**	**3%**
Pasivos corrientes	216.405	181.362	35.043	19%
Pasivos no corrientes	564.112	561.692	2.420	0%
Patrimonio	418.821	417.037	1.784	0%
Total pasivos y patrimonio	**1.199.338**	**1.160.091**	**39.247**	**3%**

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM$39.247 respecto de diciembre 2016, explicado por una disminución en los Activos corrientes (MM$10.653) y un aumento en los Activos no corrientes (MM$49.900).

La variación negativa de los Activos corrientes, se explica por:

a) Disminución en Efectivo y equivalentes al efectivo (MM$4.730), principalmente por Inversiones en activo fijo, aporte de capital a Eletrans, amortización de deuda financiera de la Sociedad y filiales (capital e intereses) y pago de dividendos; compensado parcialmente con ingresos operacionales neto y mayores préstamos recibidos de empresas relacionadas.

b) Disminución en las Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (MM$7.367), por reliquidaciones y cobro de diferencias de precios de compra de energía entre empresas del sistema interconectado (de periodos anteriores) y cobro de peajes, pendientes de 2016.

c) Aumento en Inventarios (MM$527), principalmente en materiales destinados a la operación y mantenimiento del Sistema Eléctrico y así como nuevas inversiones.

d) Aumento en Activos por impuestos corrientes (MM$605), debido a mayores derechos por Pagos Provisionales Mensuales (PPM) e incremento del IVA crédito fiscal por recuperar en filiales, Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC), Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT) y Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. (relacionado con importantes inversiones en proyectos de Transmisión Dedicada); compensado parcialmente con un menor impuesto renta por recuperar en el primer semestre del año y recuperación de Pérdidas Por Utilidades Absorbidas (PPUA).

La variación positiva de los Activos no corrientes se explica por:

a) Aumento en Propiedades, planta y equipo (MM$39.217), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente con la depreciación del periodo.

b) Aumento en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación (MM$9.408), por aporte de capital a Eletrans S.A. (negocio conjunto con Chilquinta, empresa que no pertenece al Grupo empresarial Saesa).

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM$37.463 respecto de diciembre de 2016, explicado por un aumento en Pasivos corrientes de MM$35.043 y en los Pasivos no corrientes de MM$2.420.

El aumento de los Pasivos corrientes se explica principalmente por:

a) Aumento en Otros pasivos financieros (MM$19.679), principalmente por préstamo bancario a corto plazo tomado en el mes de abril por la filial Saesa e intereses devengados de los Bonos en el periodo enero-junio. 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 a entidades relacionadas (MM$16.968), por mayores préstamos en cuenta corriente de matriz Inversiones Grupo Saesa Ltda. Estos préstamos se están utilizando principalmente para financiar el importante crecimiento en inversiones, especialmente Transmisión Dedicada.

c) Aumento en Otros pasivos no financieros (MM$4.108), principalmente por mayores aportes para la construcción de obras FNDR (Fondo Nacional de

Desarrollo Regional), para el proyecto de Electrificación de nuevas 11 islas en la zona de Chiloé.

Lo anterior compensado parcialmente con:

a) Disminución en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas (MM$3.536), principalmente por pago de reliquidación de los contratos de suministros a las empresas generadoras (de periodos anteriores).

b) Disminución en Provisiones corrientes por beneficio a los empleados (MM$2.623), por liquidación de beneficios anuales.
.

El aumento de los Pasivos no corrientes, se explica por:

a) Aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM$6.696), debido principalmente a mayores diferencias temporales originada por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afectan a Propiedades, planta y equipo.

Lo anterior compensado parcialmente con una disminución en Otros pasivos no financieros (MM$4.015), relacionado con el menor patrimonio negativo de Eletrans S.A. (reclasificada a Activos no corrientes en 2017 debido a aporte de capital, con lo que presentó patrimonio positivo) y Eletrans II S.A. Estas dos sociedades son negocios conjuntos con Chilquinta, empresa que no pertenece al Grupo empresarial de la Sociedad.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM$1.784 respecto de diciembre de 2016, principalmente por el resultado del periodo (MM$13.056) y derivado de flujo de caja perteneciente a Eletrans S.A., Eletrans II S.A., y filiales SATT y STC (MM$726); compensado parcialmente por ajuste de conversión de las filiales SGA, STN, STC, SATT, Cabo Leones, Sagesa S.A. y relacionadas Eletrans S.A., y Eletrans II S.A. (MM$205), provisión de dividendo mínimo (MM$3.847) y pago de dividendo 2017 neto de provisión (MM$7.629).

Principales Indicadores:

		Unidad	Jun-17	Dic-16	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,8	1,0	(21,3%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,7	0,9	(22,1%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	1,9	1,8	4,6%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	4,6	4,5	1,4%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	27,7%	24,4%	13,6%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	72,3%	75,6%	(4,4%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	53.519	105.258	(49,2%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	6,1	5,9	3,1%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	60	62	(3,0%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	64	69	(8,2%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	98.076	92.098	6,5%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	6,25%	4,75%	31,5%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	2,21%	1,72%	29,0%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	9,90%	10,08%	(1,8%)
	Utilidad por acción (14)	$	179,13	266,47	(32,8%)

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(2) Razón Ácida:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(3) Deuda / Patrimonio:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Total Patrimonio}}$$

(4) Cobertura Gastos Financieros:

$$= \frac{\text{Resultado Bruto de Explotación*}}{\text{Costos Financieros}}$$

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

(5) Deuda CP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(6) Deuda LP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(7) Rotación de Inventarios:

$$= \left(\frac{\text{Inversión Total}^{**}}{(\text{Inventarios Corrientes actual} + \text{Inventarios Corrientes año anterior}) / 2} \right) \text{X} \left(\frac{366 \text{ días}}{\text{dias acum. año}} \right)$$

**Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

$$= \left(\frac{1}{\text{Rotación de Inventarios}} \right) \text{X } 366$$

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

$$= \left(\frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \text{ x } 1{,}19} \right) \text{X días periodo informado}$$

(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):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes de cierre contable}} \right) \text{X Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior} \right) / 2}$$

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes de cierre contable}} \right) \text{X Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior} \right) / 2}$$

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(14) Utilidad por acción:

$$= \frac{\text{Utilidad Sociedad (en pesos)}}{\text{Total número de acciones}}$$

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Jun-17 MM$	Jun-16 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	240.237	236.703	3.534	1%
Materias primas y consumibles utilizados	(146.262)	(153.884)	7.622	(5%)
Margen de contribución	**93.975**	**82.819**	**11.156**	**13%**
Gasto por beneficio a los empleados	(14.602)	(13.691)	(911)	7%
Otros gastos por naturaleza	(31.310)	(27.042)	(4.268)	16%
Resultado bruto de explotación	**48.063**	**42.086**	**5.977**	**14%**
Gasto por depreciación y amortización	(14.169)	(12.850)	(1.319)	10%
Resultado de explotación	**33.894**	**29.236**	**4.658**	**16%**
Resultado financiero	(16.537)	(20.932)	4.395	(21%)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	33	313	(280)	(89%)
Otras ganancias (pérdidas)	8	(107)	115	(107%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	17.398	8.510	8.888	104%
Gasto por impuestos a las ganancias	(4.342)	(1.631)	(2.711)	166%
Ganancia (pérdida)	**13.056**	**6.879**	**6.177**	**90%**
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	12.822	6.725	6.097	91%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	**234**	**154**	**80**	**52%**

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación aumentó respecto al mismo periodo del año anterior, en MM$4.658, lo que se explica principalmente por:

a) Mayor Margen de contribución de MM$11.156 debido principalmente a:

- Mayor margen de Distribución (MM$2.509) principalmente por incremento en venta de energía de clientes residenciales lo que mejora la estructura de venta aumentando el margen. También la normal actualización de los indexadores macroeconómicos incluidos en la tarifa aumentan el precio unitario y con ello el margen.

- Mayor margen en Transmisión Dedicada (MM$3.114), principalmente por ingresos provenientes de nuevos proyectos en operación a partir del segundo semestre de 2016.

- Mayor margen en Generación Edelaysen (MM$1.833), principalmente por menor consumo de combustible para centrales térmicas en el periodo enero-junio 2017 por mayor disponibilidad de agua en la Región (el año 2016 fue un año muy seco).

- Mayor Otros ingresos por naturaleza (MM$3.480), principalmente por mayores ingresos por construcción y mantenimiento de obras de terceros (alumbrado público), venta de materiales y equipos, ventas al detalle de productos y servicios y otros ingresos.

b) Mayores Gastos por beneficio a los empleados (MM$911), por incremento de dotación e indexación de IPC.

c) Mayores Otros gastos por naturaleza (MM$2.910), asociado principalmente a:

- Mayores gastos de Operación y mantenimiento sistema eléctrico, principalmente por mantenimientos correctivos debido a emergencias climáticas ocurridas en el segundo trimestre del año en curso.

- 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).

- Mayores costos por construcción de obras (alumbrado público), asociados a los mayores ingresos por naturaleza obtenidos por este concepto.

d) Mayores gastos en depreciación y amortización (MM$1.319) por puesta en servicio de nuevas inversiones, entre otras proyecto Sitramel (STN).

2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación positiva de MM$4.395 (menor pérdida) con respecto al mismo periodo del año anterior, por:

- Aumento de los Resultados (menor pérdida) por diferencia de cambio (MM$4.261), originado por crédito en cuenta corriente en dólares que la Sociedad y su filial Saesa entregaron a sus filiales STN, STC y SATT (que tienen moneda funcional dólar) y actualización de las cuentas monetarias en pesos de las empresas con moneda funcional dólar. El primer semestre de 2017 el peso se apreció menos que en el mismo período de 2016, lo que generó una mayor pérdida ese año por ambos conceptos.

- Aumento de los Resultados (menor pérdida) por unidades de reajuste de MM$2.021, originado por una menor variación del valor de la UF en el periodo enero-junio 2017 (1,2%) versus periodo enero-junio 2016 (1,65%) que afecta a las deudas indexadas a esta unidad reajustable.

Lo anterior, compensado parcialmente con una

- Menores ingresos financieros (MM$544) producto de menor disponibilidad promedio de efectivo en el periodo enero-junio 2017.

- Mayores costos financieros (MM$1.343), debido a que en el mismo periodo del año anterior los costos financieros relacionados con la construcción del proyectos de transmisión Dedicada, que están ahora en operación, eran parte del activo y por tanto no se incluían en el estado de Ganancias.

3) Mayor Gasto por impuesto a las ganancias (MM$2.711), por mayor utilidad respecto al mismo periodo del año anterior e incremento en la tasa impositiva de 24% a 25,5% producto de reforma tributaria 2014, principalmente.

4) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM$13.056 lo que implicó un aumento de MM$6.177 respecto al mismo periodo del año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Jun-17 MM$	Jun-16 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	62.807	51.717	11.090	21%
de la Inversión	(73.584)	(50.035)	(23.549)	47%
de Financiación	6.041	(17.687)	23.728	(134%)
Flujo neto del período	**(4.736)**	**(16.005)**	**11.269**	**(70%)**
Variación en la tasa de cambio	5	(24)	29	(121%)
Incremento (disminución)	**(4.731)**	**(16.029)**	**11.298**	**(70%)**
Saldo Inicial	19.634	34.219	(14.585)	(43%)
Saldo Final	**14.903**	**18.190**	**(3.287)**	**(18%)**

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$14.903.

La variación positiva del flujo neto respecto al mismo periodo del año anterior, se explica principalmente por:

1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por mayores ingresos operacionales netos y mayor devolución de impuesto de renta AT 2017.

2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de Inversión originado principalmente por aporte de capital a Eletrans en el primer trimestre del año 2017 y mayores compras de propiedades, planta y equipos.

3) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo por Actividades de Financiación, principalmente por mayores préstamos recibidos en cuenta corriente de empresa relacionada y de entidades financieras: compensado parcialmente con mayores dividendos pagados.

IV. Mercados en que Participa

Eléctricas del Sur S.A., a través de sus filiales Saesa, Frontel, Edelaysen y Luz Osorno, distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

A través de su filial STS, participa en los negocios de transmisión zonal, nacional y dedicada, que permiten principalmente transportar 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, desarrolla el negocio de generación con sus filiales Sagesa S.A. y SGA. La primera opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos, básicamente, con una central gas/diesel de 45 MW y grupos generadores diesel con una potencia instalada de 103,91 MW. Parte importante de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del SIC, manejado por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, Coordinador), a través de SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado. La otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno) para el suministro de sistemas medianos y aislados. Estos negocios son comparativamente de importancia menor respecto de los mencionados en los párrafos anteriores. La filial SGA también comercializa energía a través de contratos de suministro con generadoras con lo que abastece a sus clientes.

La filial Edelaysen, además de distribuir energía, la genera y transmite (verticalmente integrada en su calidad de sistema no conectado al SIC) para sus clientes regulados en la zona (Región de Aisén).

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 y Cabo Leones (Transmisión Dedicada) y SATT (Transmisión Nacional). El proyecto llevado a cabo por STN (línea 2 x 220 kV entre S/E Kapatur y S/E O´higgins en el SING) entró en operación durante el mes de junio de 2016 y los proyectos de STC (Línea 2 x 220 kV San Fabián – Ancoa), Cabo Leones (Línea doble circuito de 220 kV en Freirina y Vallenar) y SATT (S/E Crucero-Encuentro) 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) Riesgo Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos 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 también para la generación en los sistemas medianos.

En los procesos de fijación tarifaria (Distribución y Transmisión), la Autoridad fija las tarifas y dicta las normas 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 instalaciones de Transmisión Nacional son 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 o participando de licitaciones de suministro de electricidad 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 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 filial 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 producto a un eventual desacople entre la valorización de la compra asociada al contrato de compraventa con un proveedor y la valorización de 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 valorizado 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 M$2.400 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 precio fijos en lugar de vender al mercado spot, disminuyendo 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 en cada caso 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. Esta fijación implicó una baja en las tarifas de Sistemas Medianos de la Sociedad de un 6,0% aproximadamente.

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que rige desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016.

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, índice de precios al productor (IPP), el tipo de cambio y el precio del cobre.

Actualmente se encuentra pendiente de emitir el decreto que regirá para el periodo noviembre 2016 - noviembre 2020. Se espera que el decreto se publique durante el segundo semestre de 2017. La Sociedad estima que no habrá efectos negativos en sus ingresos por los efectos de esta fijación, respecto de la actual tarifa.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA (servicios asociados), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo, hoy vigente. Actualmente se encuentra en proceso el cálculo de tarifas para los siguientes 4 años, en particular, a la espera del dictamen del Panel de Expertos. Se espera que el decreto correspondiente se emita en el segundo semestre de 2017.

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 a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

El 9 de abril de 2013 se publicó el Decreto Supremo N° 14 que fijó las tarifas para los años 2011 a 2014 (aplicándose de manera retroactiva, desde el 1° de enero del 2011 los valores fijados). Según lo indicado en la Nota N°3, Marco Regulatorio, la aplicación del DS 14, decreto que estaba vigente hasta 2014, se extendió hasta 2017.

La nueva Ley de Transmisión establece que las tarifas para los años 2018 y 2019 serán definidas basándose en el proceso de tarificación iniciado el año 2014. Actualmente, la Comisión está en proceso de incluir lo dictaminado por el panel de expertos, y se espera tener un decreto de tarificación zonal a fines de este año.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Transmisión 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, 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.

e) Fijación de tarifas de Transmisión Nacional

En el marco del último proceso tarifario de transmisión nacional, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, la CNE realizó un cambio en la calificación de instalaciones de transmisión de propiedad de Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), filial de la Sociedad, en el que determinó que las instalaciones de 220kV que permiten la alimentación desde subestación Puerto Montt hasta la subestación Chiloé, pasarán a ser de Transmisión Nacional.

2) Contratos de suministro clientes regulados

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE, la que a través de proyecciones de demanda de clientes regulados de las Distribuidoras, ajustados por ella misma emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Esto ha

mejorado y acelerado los procesos de licitación y adjudicación en favor de lo requerido por la Ley a las Empresas Distribuidoras.

Actualmente el suministro está respaldado principalmente por contratos de suministro con Endesa, Colbún, Empresa Eléctrica Panguipulli, Chungungo S.A., ERNC Spa, El Morado S.A. SPVP4 S.A., Caren S.A. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Es importante mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados (según dispuso oportunamente la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 de 2011 y N°239 de 2012). Así, el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debería ser abastecido por los demás integrantes del Sistema a prorrata de su energía firme y posteriormente a prorrata de la energía real despachada y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras, con la gestión de la CNE, han viabilizado el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, que permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

3) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC 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.

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

- Las modificaciones introducidas en su momento por las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.

- Las acciones del regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento y por otro al reconocer que un año muy seco podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios.

- La nueva Ley de Transmisión, incorpora una planificación energética y expansión de la transmisión de largo plazo, considerando una visión estratégica de suministro eléctrico, intereses de la sociedad, cuidado del medio ambiente, uso del territorio, mejoras en calidad de servicio, participación del Estado como garante del bien

común, con la finalidad de favorecer el desarrollo de un mercado de generación más competitivo.

Aun así, la Sociedad y sus filiales realizan estimaciones antes 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.