Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Inversiones Eléctricas del Sur S.A.
Al 31 de diciembre de 2018

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

	Dic-18 MM$	Dic-17 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos corrientes	202.497	200.156	2.341	1%
Activos no corrientes	1.190.455	1.061.293	129.162	12%
Total activos	**1.392.952**	**1.261.449**	**131.503**	**10%**
Pasivos corrientes	322.761	277.532	45.229	16%
Pasivos no corrientes	570.023	562.529	7.494	1%
Patrimonio	500.168	421.388	78.780	19%
Total pasivos y patrimonio	**1.392.952**	**1.261.449**	**131.503**	**10%**

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM$131.503 respecto de diciembre 2017, explicado por un aumento de los Activos no corrientes (MM$129.162) y en los Activos corrientes (MM$2.341).

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

a) Aumento en Propiedades, planta y equipo (MM$114.370), 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 Activos por impuestos diferidos (MM$4.620), principalmente por impuestos diferidos relacionados especialmente con pérdidas tributarias.

c) Aumento Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (MM$5.701), principalmente por entrega de beneficios a empleados por negociación colectiva y aumento en cuenta por cobrar en el largo plazo, relacionado con peaje devengado a cliente de línea de Transmisión Cabo Leones.

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

a) Aumento en Inventarios corrientes (MM$7.479) principalmente en materiales destinados a la operación, mantenimiento y especialmente inversiones en el Sistema Eléctrico.

b) Aumento en las Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes (MM$3.427), principalmente por cambio de criterio en las fechas de vencimiento de las cuentas, lo que aumentó los plazos de pago y mayores cuentas por cobrar de energía a clientes industriales, compensado parcialmente por menores reliquidaciones y cobro de diferencias con el sistema eléctrico y/o clientes, cuya forma de cancelación y monto fueron instruidas a través de decretos emitidos por el regulador eléctrico.

Lo anterior compensado parcialmente por:

a) Disminución en Efectivo y equivalentes al efectivo (MM$4.530), por menores préstamos solicitados al sistema financiero y a entidades relacionadas, mayores desembolsos por inversiones en activo fijo, compensado con el aumento de capital por MM$45.800 realizado para hacer frente a los niveles de inversión que requerirá la sociedad.

b) Disminución en Activos por impuestos corrientes (MM$3.598), principalmente por menor crédito por recuperar de utilidades absorbidas por MM$2.879, especialmente relacionado con las menores pérdidas tributarias de la Sociedad en 2018 (respecto de 2017) que se absorben en dividendos entregados por las filiales, y menor IVA crédito fiscal remanente por recuperar relacionado con obras de construcción por MM$ 1.199, debido a recuperaciones realizadas en el período (vía administrativa ante el SII), parcialmente compensado con aumento por mayores obras.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM$52.723 respecto de diciembre de 2017, explicado por un aumento en Pasivos corrientes de MM$45.299 y en los Pasivos no corrientes de MM$7.494.

El aumento de los Pasivos corrientes se explica principalmente por:

a) Aumento en Otros pasivos financieros corrientes (MM$21.472), principalmente por aumento en préstamos bancarios y por liquidación los bonos serie G Saesa.

b) Aumento en cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM$10.955), por préstamos otorgados por Grupo Saesa Limitada.

c) Aumento en Otros Pasivos no Financieros (MM$8.940), principalmente por aumento de subvenciones gubernamentales, correspondientes a aportes del Fondo Nacional de Desarrollo Regional, destinados a financiar obras de electrificación rural.

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

a) Aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM$15.764), debido principalmente a mayores diferencias temporales originadas 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 financieros (MM$9.555), por traspaso al corto plazo de cuotas de amortización de capital, compensado parcialmente con la actualización de capital de bonos.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM$78.780 respecto de diciembre de 2017, principalmente por un aumento de capital de MM$45.800, resultado del periodo MM$43.747 y ajustes de conversión de las filiales SGA, STN, STC, SATT, Sagesa S.A., Cabo Leones y relacionadas Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. (MM$8.761); compensado parcialmente por derivados de flujo de caja pertenecientes a Eletrans S.A., Eletrans II S.A., y filial SATT (MM$476), y provisión de dividendo mínimo y pago de dividendos por (MM$20.307).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-18	Dic-17	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,6	0,7	(13,0%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,5	0,7	(16,4%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	1,8	2,0	(10,5%)
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	5,3	4,8	11,1%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	36,2%	33,0%	9,4%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	63,8%	67,0%	(4,7%)
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período)	MM$	121.740	106.671	14,1%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	5,6	6,0	(7,1%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	65	61	7,7%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	81	77	5,5%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	108.231	99.229	9,1%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	9,49%	5,80%	63,7%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	3,30%	2,01%	64,2%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	9,87%	10,13%	(2,5%)
	Utilidad por acción (14)	$	614,09	331,57	85,2%

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).

	Dic-18 MM$	Dic-17 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	503.769	518.007	(14.238)	(3%)
Materias primas y consumibles utilizados	(279.901)	(312.487)	32.586	(10%)
Margen de contribución	**223.868**	**205.520**	**18.348**	**9%**
Gasto por beneficio a los empleados	(36.950)	(31.630)	(5.320)	17%
Otros gastos por naturaleza	(78.687)	(74.661)	(4.026)	5%
Resultado bruto de explotación	**108.231**	**99.229**	**9.002**	**9%**
Gasto por depreciación y amortización	(30.469)	(28.552)	(1.917)	7%
Resultado de explotación	**77.762**	**70.677**	**7.085**	**10%**
Resultado financiero	(18.080)	(37.708)	19.628	(52%)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	970	1.230	(260)	(21%)
Otras ganancias (pérdidas)	602	318	284	90%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	61.254	34.517	26.737	77%
Gasto por impuestos a las ganancias	(17.507)	(10.205)	(7.302)	72%
Ganancia (pérdida)	**43.747**	**24.312**	**19.435**	**80%**
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	43.957	23.734	20.223	85%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	**(210)**	**578**	**(788)**	**(136%)**

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación aumento respecto al año anterior en MM$7.085, lo que se explica principalmente por:

a) Mayor Margen de contribución de MM$18.348 debido principalmente a:

- Mayor margen de Distribución (MM$ 7.601), principalmente por mejores ventas de energía, las que netas de la aplicación de factores economía de escala resultaron en MM$ 2.193 millones adicionales, además de un mejor ingreso por la entrada en vigor en septiembre de 2018 del decreto 5T por MM$ 5.328 millones (ver punto 1c de principales riesgos).

- Mayor margen de Transmisión Zonal (MM$5.925), principalmente por el crecimiento del sistema (inversiones para satisfacer la demanda), reliquidación

de peajes en 2018 de períodos anteriores que resultó en el reconocimiento de un ingreso de una sola vez (MM$ 2.973) e indexación de tarifas de acuerdo con decretos de fijación de precios. Cabe mencionar que en octubre de 2018 se publicó un decreto de valorización de inversiones en Transmisión Zonal que regirá desde enero 2018 a diciembre 2019.

- Mayores ingresos en Transmisión Nacional y Dedicada debido a incorporación de nuevos proyectos por MM$ 4.077 (entre otros, la línea de transmisión Cabo Leones).

- Mayores Otros ingresos (MM$ 745), principalmente por mayores ingresos por ventas de materiales y equipos y ventas al detalle de productos y servicios, compensado parcialmente por menores ingresos por construcción de obras a terceros.

b) Mayores Gastos del personal (MM$5.320), por incremento de dotación e indexación de IPC. Los incrementos obedecen al crecimiento de la empresa, producto del nivel de inversiones realizado los últimos años y cumplimiento ante mayores exigencias del Regulador, principalmente.

c) Mayores Otros Gastos por Naturaleza (MM$4.026), asociado principalmente a mayores costos en operación y mantenimiento del Sistema Eléctrico con el objetivo de mejorar la calidad de suministro y mayores gastos relacionados con compensaciones a clientes por MM$2.248 y aumento en ciclo comercial (MM$979) que persigue fortalecer procesos de atención, lectura y reparto de boleta a clientes.

2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación positiva de MM$19.628 (menor pérdida) con respecto al año anterior, por:

a) Mayores ingresos por diferencia de cambio (MM$24.821), originado principalmente por actualización de créditos en cuenta corriente en dólares que la Sociedad y su filial Saesa entregaron a sus filiales STN, STC, SATT y Cabo Leones (que tienen moneda funcional dólar) y actualización de las cuentas monetarias en pesos de las empresas con moneda funcional dólar (en términos consolidados tienen una posición de balance principalmente pasiva en pesos, la que genera utilidades cuando se devalúa esta moneda).

Lo anterior, compensado parcialmente por:

a) Disminución de los Resultados (mayor pérdida) por el resultado por unidades de reajuste que resultó en una mayor pérdida (MM$5.786) debido a la actualización de la deuda en UF, la que en 2018 presentó una variación mayor a la de 2017 (2,9% versus 1,7%, respectivamente).

b) Menores ingresos (variación negativa) en Participación en las ganancias de asociadas que se contabilizan utilizando el método de la participación MM$260, correspondiente a las empresas Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A.

c) Mayor Gasto por impuesto a las ganancias (MM$7.302), por mayor utilidad respecto al mismo periodo del año anterior.

3) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM$43.747 lo que implicó un aumento de MM$20.223 respecto al año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Dic-18 MM$	Dic-17 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	126.752	137.379	(10.627)	(8%)
de la Inversión	(140.665)	(134.057)	(6.608)	5%
de Financiación	9.347	(2.418)	11.765	(487%)
Flujo neto del período	**(4.566)**	**904**	**(5.470)**	**(605%)**
Variación en la tasa de cambio	36	7	29	403%
Incremento (disminución)	**(4.530)**	**911**	**(5.441)**	**(597%)**
Saldo Inicial	20.545	19.634	911	5%
Saldo Final	**16.015**	**20.545**	**(4.530)**	**(22%)**

El saldo de efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo alcanzó a MM$16.015, menor en MM$4.530 respecto al año anterior.

La variación negativa del flujo neto respecto al año anterior, se explica principalmente por:

1) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por menor recuperación de impuesto vía administrativa (IVA remanente) relacionado con construcción de obras, pagos por beneficios de negociación colectiva, mayores pagos de impuesto en 2018 (Renta y PPM), además de disminución del ciclo de pago de proveedores al cierre de 2018.

2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de Inversión originado principalmente por mayores desembolsos en inversiones de Propiedad, planta y equipos, compensado con aporte de capital a la relacionada Eletrans en 2017 que no se repitió en 2018.

3) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo por Actividades de Financiación, principalmente por importes procedentes de la emisión de acciones (aporte de capital MM$45.800), parcialmente compensado con menores crédito solicitados a entidades financieras.

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/diésel de 46 MW y grupos generadores diésel con una potencia instalada de 120 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, Cabo Leones (Transmisión Dedicada) y SATT (Transmisión Nacional y Dedicada).

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 liderados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la fijación tarifaria en los segmentos de distribución, transmisión y generación de los sistemas medianos, así como para la licitación pública para el suministro eléctrico destinado a clientes regulados.

En los procesos de fijación tarifaria la Autoridad fija las tarifas en base a normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La CNE 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, mantener y administrar dicho sistema de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarificados. La CNE 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 y Zonal, 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 a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). La inversión en dichos activos se remunerará al valor resultante de la licitación por 20 años y los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA), dependerán si son una obra nueva o ampliación. En el primer caso, el COMA se remunerará al valor licitado. En el segundo caso, el COMA se remunerará al costo medio del sistema de transmisión al cual pertenece la obra. En ambos casos se considera que recién luego de cinco períodos tarifarios (20 años), desde la fecha de entrada en operación, se revisará tanto el Valor de Inversión (V.I.) como el COMA de dichas instalaciones como parte de un proceso tarifario.

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 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 Eléctrico Nacional (SEN). 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.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente a valor nuevo de reemplazo en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio para las empresas operadores que individualiza. 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. Se encuentra en curso el proceso de preparación los decretos de tarifas que regirá en el período noviembre 2018 – octubre 2022.

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.

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, el 24 de julio de 2018 se emitió el decreto que fija las tarifas para los próximos 4 años. Hasta esa fecha estuvo vigente el decreto del proceso anterior, publicado el 14 de marzo de 2014.

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, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, el 27 de septiembre de 2018, se publicó el decreto tarifario del Ministerio de Energía 5T/2018, que busca remunerar en tarifas finales los estándares solicitados por la norma mencionada, que implicarán mayores inversiones, así como mayores gastos. Los aumentos de tarifas se harán en forma gradual siendo contrarrestados con las reducciones de tarifas anuales producto del reconocimiento de economías de escala en el servicio de distribución. El decreto 5T/2018 viene a complementar el decreto publicado en 2017 y fija las tarifas de distribución que estarán vigentes hasta el 3 de noviembre de 2020.

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, la ley 20.936 estableció un nuevo marco regulatorio para el servicio de Transmisión, principalmente Zonal. En especial, se definió un régimen tarifario para el período 2018-2019, que permite establecer la valorización del catastro de instalaciones existentes y sus costos de operación, mantenimiento y administración. El proceso de cálculo se inició hacia fines del 2016 publicándose el respectivo decreto tarifario, llamado 6T/2017, en octubre de 2018 (este decreto es de aplicación retroactiva desde el 1 de enero de 2018). La misma Ley establece que la siguiente revisión de la valorización de instalaciones, tanto para las instalaciones calificadas como Zonal como para las instalaciones Nacionales y Dedicadas de uso de clientes regulados, corresponderá al período 2020-2023, proceso que ya está en curso.

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 y de calificación de instalaciones, 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 realizadas 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 excedentes 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. Se estima que el 2025 podría requerirse energía regulada por lo que se espera un nuevo proceso de licitación para fines del 2019 por alrededor de 4,000 GWh/año.

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.