Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Al 30 de junio de 2015

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	jun-15 MM$	dic-14 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos Corrientes	150.640	176.916	(26.276)	(15%)
Activos No Corrientes	612.343	582.070	30.273	5%
Total Activos	**762.983**	**758.986**	**3.997**	**1%**
Pasivos Corrientes	156.421	156.274	147	0%
Pasivos No Corrientes	198.981	196.690	2.291	1%
Patrimonio	407.581	406.022	1.559	0%
Total Pasivos y Patrimonio	**762.983**	**758.986**	**3.997**	**1%**

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM$3.997 respecto de diciembre de 2014, explicado por un aumento en los Activos No Corrientes de MM$30.273 y una disminución en los Activos Corrientes de MM$26.276.

La variación negativa que presentan los Activos Corrientes, es originada por:

a) Disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo (MM$20.169) principalmente por pago de dividendos, amortización de deuda financiera e Inversiones en activo fijos; compensado parcialmente con préstamo mercantil de Matriz e ingresos operacionales neto.

b) Disminución en las Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar (MM$10.728), principalmente por aplicación de decretos tarifarios emitidos en 2015, que materializaban lo indicado en el decreto DS 14 (subtransmisión) que implicaba reconocer retroactivamente (años 2011 a 2013) un ajuste a las tarifas del cliente final para esos períodos, que para la Sociedad Consolidada implicó mayores cobros, reconocidos como una cuenta por cobrar al cierre de 2014 y disminución de cuentas por cobrar relacionadas con obras FNDR; compensado parcialmente con incremento en cuenta por cobrar a clientes en filial SGA.

Lo anterior compensado parcialmente por:

a) Aumento en Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas (MM$1.011), principalmente con Frontel; compensado parcialmente con recuperación de préstamo en cuenta corriente de Sagesa S.A.

b) Aumento en Inventarios (MM$1.208), por incremento en el stock de materiales destinados principalmente a la mantención y obras de ampliación del Sistema Eléctrico y suministros necesarios para la generación térmica en filial Edelaysen.

c) Aumento en Activos por Impuestos Corrientes (MM$2.691), principalmente por mayor IVA crédito fiscal por recuperar en filial Sistema de Transmisión del Norte (STN), producto de inversiones en líneas de Transmisión, que comenzarán a generar ingresos en 2016.

La variación positiva del ítem de Activos No Corrientes, se explica por:

a) Aumento en Activos Intangibles distintos a la Plusvalía (MM$15.902), por incorporación de servidumbres en filial STC (adquirida en marzo de 2015) y STS.

b) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo (MM$15.433) 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 de Propiedades, planta y equipo.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM$2.438 respecto de diciembre de 2014, explicado principalmente por un aumento en los Pasivos No Corrientes de MM2.291.

El aumento de los Pasivos No Corrientes se explica principalmente por:

a) Aumento en Otros Pasivos Financieros (MM$370), por actualización de capital de bonos, compensado parcialmente con el traspaso al Corriente de cuota de capital de los bonos Serie I.

b) Aumento en Otros Pasivos No Financieros No Corrientes (MM$843), principalmente por el reconocimiento del patrimonio negativo de Eletrans S.A. y Eletrans II S.A. (negocio conjunto con Chilquinta, empresa que no pertenece al Grupo empresarial Saesa).

c) Aumento en Provisiones No Corrientes por Beneficio a los Empleados (MM$833), por mayor provisión de Indemnización por Años de Servicio (IAS), originada por la utilización de una tasa de descuento menor respecto de 2014 (2,86% a 2,04%), para el cálculo actuarial.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM$1.559 respecto de diciembre de 2014, principalmente por el resultado del periodo (MM$11.694), participación no controladora correspondiente al aporte de Eléctrica La Puntilla S.A. al proyecto STC (MM$11.249), ajuste de conversión de la filial SGA, STN, STC, Eletrans S.A y Eletrans II (MM$628) y derivado de flujo de caja perteneciente a Eletrans S.A., Eletrans II S.A., filial STN y STC (MM$301); compensado parcialmente por provisión de dividendo mínimo (MM$3.457), pago de dividendos neto de provisión (MM$18.418) y efecto de pérdidas actuariales (MM$391) por cambio en la tasa de descuento de 2,86% a 2,04% real.

Principales Indicadores:

		Unidad	jun-15	dic-14	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,0	1,1	(14,9%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,9	1,1	(16,6%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,9	0,9	0,3%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	7,6	9,7	(22,4%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	44,0%	44,3%	(0,6%)
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	56,0%	55,7%	0,5%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	12.855	32.793	(60,8%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	2,3	3,4	(30,9%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	156	108	44,3%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	6,6	97,0	(93,1%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	61.160	62.089	(1,5%)
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	5,75%	6,99%	(17,8%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	3,07%	3,93%	(21,9%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	11,19%	13,68%	(18,2%)
	Utilidad por acción (14)	$	0,0013	0,0030	(57,9%)

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:

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

* *Considera inversiones propias e inversiones con subsidios. En el 2015 la Sociedad y sus filiales consideran MM$24 de inversiones con subsidios, mientras que en el 2014 MM$229.

(8) Permanencia de Inventarios:

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

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

$$= \left(\frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \times 1{,}19} \right) \text{ X } 360$$

(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):

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

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

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

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

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

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-15 MM$	jun-14 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	164.267	152.474	11.793	8%
Materias primas y consumibles utilizados	(111.438)	(102.147)	(9.291)	9%
Margen de contribución	**52.829**	**50.327**	**2.502**	**5%**
Gasto por Beneficio a los Empleados	(7.618)	(6.573)	(1.045)	16%
Otros gastos por naturaleza	(16.608)	(14.214)	(2.394)	17%
Resultado bruto de explotación	**28.603**	**29.540**	**(937)**	**(3%)**
Gasto por Depreciación y Amortización	(8.223)	(6.724)	(1.499)	22%
Resultado de explotación	**20.380**	**22.816**	**(2.436)**	**(11%)**
Resultado Financiero	(4.295)	(5.499)	1.204	(22%)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	(1.414)	(1.054)	(360)	100%
Otras Ganancias (Pérdidas)	138	(26)	164	(631%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	14.809	16.237	(1.428)	(9%)
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(3.115)	(2.580)	(535)	21%
Ganancia (Përdida)	**11.694**	**13.657**	**(1.963)**	**(14%)**
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	11.523	13.490	(1.967)	(15%)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	171	167	4	2%

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación disminuyó respecto del mismo periodo del año anterior, en MM$2.436, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de Contribución por MM$2.502, principalmente debido a :

- Mayor Margen de Distribución (MM$2.399) por incremento en la venta de energía (3,21%) y mejor estructura de venta.

- Menores ingresos de Subtransmisión (MM$958), debido a que en el mes de junio del 2014 se reconocieron como mayor ingreso reliquidaciones de años anteriores, producto de nuevas instrucciones de cálculo de la autoridad; compensado parcialmente por mayor uso de las redes (mayor energía) por parte de las distribuidoras y puesta en servicio de nuevas instalaciones de subtransmisión en 2015.

- Mayor Margen de Generación en filial Edelaysen (MM$355), por menor costo unitario del diésel utilizado para la generación térmica.

Compensado parcialmente con:

a) Mayores Gastos del Personal (MM$1.045), por indexación por IPC y otros costos del personal por incremento en la dotación promedio.

b) Mayores gastos en el ítem Otros gastos por naturaleza (MM$2.394), asociado principalmente a mayores costos en Operación y Mantenimiento del Sistema Eléctrico producto de mayores gastos por emergencias climáticas, gastos de Administración (estudio de nuevos proyectos) e incremento de gastos en contratistas que participan en las actividades comerciales de distribución (lectura de medidores, reparto de boletas, corte y reposición de suministro y otros).

c) Mayor Gasto por Depreciación y Amortización (MM$1.499), por aumento en el nivel de inversión, principalmente en 2014.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación positiva (menor pérdida) de MM$1.204 con respecto al año anterior, principalmente por aumento de los resultados (menor pérdida) por Unidades de Reajuste (MM$766), originado por la variación del valor de la UF en el periodo enero-junio 2015 (1,4%) versus periodo enero-junio 2014 (3,1%) y menor pérdida por diferencia de cambio (MM$552).

3) Mayor pérdida en participación en las ganancias de asociadas que se contabilizan utilizando el método de la participación por (MM$360), correspondiente a las empresas Eletrans S.A. y Eletrans II S.A. que se encuentran en etapa de construcción de su activo relevante, por lo que no generan ingresos a la fecha. Este valor negativo se relaciona con la evolución de un derivado de flujo de caja tomado por Eletrans (moneda funcional dólar) para fijar en dólares los pagos en UF del contrato de construcción de la línea de transmisión de esa empresa.

4) Mayor Gasto por impuesto a las Ganancias (MM$535), por incremento en la tasa impositiva producto de reforma tributaria publicada en septiembre 2014.

5) Resultado del periodo

La Sociedad al 30 de junio de 2015 obtuvo utilidades por MM$11.694, lo que implicó una disminución de MM$1.963 respecto del mismo periodo del año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	jun-15 MM$	jun-14 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	14.685	9.879	4.806	49%
de la Inversión	(14.088)	(15.181)	1.093	(7%)
de Financiación	(20.971)	(6.310)	(14.661)	232%
Flujo neto del período	**(20.374)**	**(11.612)**	**(8.762)**	**75%**
Variación en la tasa de cambio	205	(7)	212	(3029%)
Incremento (disminución)	**(20.169)**	**(11.619)**	**(8.550)**	**74%**
Saldo Inicial	60.552	19.787	40.765	206%
Saldo Final	**40.383**	**8.168**	**32.215**	**394%**

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$40.383, mayor en un 394% respecto al mismo periodo del año anterior.

La variación negativa del flujo neto respecto de igual periodo del año anterior, se explica principalmente por:

1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en actividades de operación, principalmente por mayores cobros de venta, producto de cobro retroactivo de reliquidaciones a clientes finales (que se realizarán en un tiempo de 12 meses Aprox.) y que corresponden a decretos de subtransmisión; compensado parcialmente con mayor pago de proveedores, a los empleados por pago de beneficios anuales e impuesto a las ganancias por incremento en la tasa de Pago Provisional Mensual (PPM), principalmente en filial STS.

2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo por actividades de Inversión, originado principalmente por mayores intereses recibidos de valores negociables producto de mayor disponibilidad de efectivo en el periodo.

3) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo en actividades de Financiación, principalmente por mayor pago de dividendos, compensado parcialmente con importes procedentes de subvenciones del gobierno (FNDR).

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, empresa que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución, abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aisén.

Saesa también está presente en el negocio de transmisión y subtransmisión, a través de la filial STS.

Por otra parte, la filial SGA comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC parte de la energía generada por la empresa relacionada Sagesa.

V. Principales Riesgos.

1) Riesgos de Negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelaysen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y 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.

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

1.1) Riesgo Regulatorio

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.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio).

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

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 las empresas distribuidoras de energía y la Comisión Nacional de Energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la relacionada SAGESA 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 que comercializa SGA por una parte viene por la compra de la producción de la relacionada SAGESA y por otra, en virtud de la compra que pueda realizar a otros generadores del sistema.

Al inyectar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario en la barra donde se realice la inyección que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC –SIC 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. Por otra parte, si el generador cuenta además 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 al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, la filial SGA vende toda su energía a precios spot y establece contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente.

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 regirá 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, del tipo de cambio y el precio del cobre.

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelaysen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados para generación de energía, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarificados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, 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.

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

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.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE comenzó la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitieron traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y envió los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N°14.

Mediante Resolución Exenta N°754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N°93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregaron a la CNE a principios de diciembre de 2014.

Mediante Resolución Exenta N°648 del 11 de diciembre de 2014 la CNE informa la recepción conforme de los estudios.

Mediante Resolución Exenta N°697 del 26 de diciembre de 2014 y modificada mediante Resolución Exenta N°711 del 31 de diciembre de 2014 la CNE convoca a Audiencia Pública para que los Consultores presenten los resultados de los estudios.

Las audiencias públicas, donde se presentaron los resultados de los estudios se realizaron durante el 15 y 16 de enero 2015.

El 6 de febrero de 2015 las empresas de distribución, transmisión, generación y grandes clientes enviaron observaciones a los estudios de subtransmisión. A la fecha, la CNE no ha comunicado el Informe Técnico sobre el cual las empresas propietarias, además de los usuarios e instituciones interesados puedan presentar discrepancias ante el Panel de Expertos.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión 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, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

e) Contratos de suministro

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 tres años.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

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 que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20

de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se realizó el 14 de agosto de 2014, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre de 2014 la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley 20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó 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, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 2 procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizará en mayo 2016.

- Proceso 2015/02 (Enero 2017 – Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizará en octubre 2015.

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

f) 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 Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.

- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino 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, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

Aun así, la Sociedad realiza 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.

2) Riesgos Financieros

Los flujos de la Sociedad y sus filiales, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

2.1) Riesgos Tipo de Cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso, realizan limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente

en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes en la Sociedad y sus filiales.

Para algunas operaciones de financiamiento o flujos de caja importantes, distintos de la moneda funcional de la Sociedad y sus filiales, éstas contratan instrumentos derivados con el fin de realizar coberturas.

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad y sus filiales es menor.

Las filiales SGA, STN y STC tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados de Saesa son de un 5,3%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 30 de junio de 2015, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada $10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M$73.469, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

También al 30 de junio de 2015, las cuentas de balance de STN presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada $10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M$4.071, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Asimismo, al 30 de junio de 2015, las cuentas de balance de STC presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada $10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M$728, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

2.2) Riesgo Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 75% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor).

Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

El 100% de la deuda financiera está estructurada en UF, que según lo indicado es consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el periodo de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la Sociedad de M$ 427.833 al 30 de junio de 2015.

Tal como se mencionó en el punto anterior y debido a que STN y STC tienen flujos futuros indexados fuertemente al dólar, (según contratos de adjudicación), y que actualmente están en período de construcción del activo relacionado, las Sociedades han tomado un Cross Currency Swap con el fin de proteger su exposición a los flujos en UF del contrato de construcción:

Empresa	Fecha suscripción	Monto UF MUF	Monto CLP M$
STN	15-10-2014	859,5	21.472.854
STC	30-03-2015	642,9	16.061.049

2.3) Riesgo Tasa de Interés

En la actualidad el 91% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de M$74.437 durante el periodo. La Sociedad no

ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija y variable, es la siguiente:

	30/06/2015	31/03/2014
Tasa Interés Variable	9%	15%
Tasa Interés Fija	91%	85%

2.4) Riesgo de Liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra en un 100% estructurada a largo plazo, mediante bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con las matrices (Eléctricas y Grupo Saesa) y la relacionada (Frontel). Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas; las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

Saesa y sus filiales, en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la sociedad Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo

2.5) Riesgo de Crédito

La Sociedad y sus filiales tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago; esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días).

Otro aspecto importante que establece la ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad y sus filiales establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

El riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	34%	66%
271 a 360	64%	66%
361 o más	100%	100%

En algunos casos especiales (clientes importantes o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad y sus filiales, las inversiones sólo se realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

VI. Valor Libro y Valor Económico de los Activos.

La Sociedad valora sus Propiedades, Plantas y Equipos a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. La depreciación de las Propiedades, Plantas y Equipos se determina distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada (periodo en que se espera utilizar). Al inicio del proceso de adopción de IFRS, la Sociedad realizó una tasación con terceros independientes para sus propiedades, plantas y equipos, la que fue utilizada como costo adquirido.

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

En forma periódica, de acuerdo con lo que establece la NIC 36, la Sociedad monitorea la existencia de algún indicio de que alguna de sus Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) pudiera sufrir pérdida por deterioro. En el caso que efectivamente existan indicios, se realiza una estimación del monto recuperable del activo para determinar el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la UGE a la que pertenece el activo, entendiendo como tal al menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independiente.

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

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

Los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran en la Nota N° 2 de los Estados Financieros.