Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Al 30 de junio de 2014

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	jun-14 MM$	dic-13 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos Corrientes	105.418	94.762	10.656	11%
Activos No Corrientes	564.917	559.815	5.102	1%
Total Activos	**670.335**	**654.577**	**15.758**	**2%**
Pasivos Corrientes	126.927	122.870	4.057	3%
Pasivos No Corrientes	144.498	142.611	1.887	1%
Patrimonio	398.910	389.096	9.814	3%
Total Pasivos y Patrimonio	**670.335**	**654.577**	**15.758**	**2%**

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM$15.758 respecto de diciembre de 2013, explicado por un aumento en los Activos Corrientes de MM$10.656 y en los Activos No Corrientes de MM$5.102.

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

a) Aumento en las Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar (MM$21.959), principalmente por contabilización de reliquidaciones asociadas a la aplicación de nuevo decreto de Subtransmisión que afecta el precio al cliente final (MM$16.285), venta de materiales y servicios (MM$3.216) y mayores venta de energía.

b) Aumento en Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas (MM$1.453), por mayor préstamo otorgado a relacionada Sagesa S.A. y servicios a Matrices (Inversiones Grupo Saesa Ltda. e Inversiones Los Ríos Ltda.).

Lo anterior, compensado parcialmente por:

a) Disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo (MM$11.619) por pago de dividendos, inversiones en activo fijos y pago de deuda financiera; compensados con ingresos operacionales netos y préstamos de matrices.

b) Disminución en Activos por Impuestos Corrientes (MM$1.110), por devolución de impuesto de renta asociados a AT 2014.

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

a) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo (MM$5.621) 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.

b) Aumento en Activos Intangibles distintos a la Plusvalía (MM$712), principalmente por implementación de mejoras en programas informáticos.

Compensado parcialmente por:

a) Disminución en Otros Activos Financieros (MM$540), por utilización de remanente crédito fiscal que mantiene la filial STS.

b) Disminución en Cuentas por Cobrar (MM$558), por traspaso de la porción de corto plazo de créditos al Activo Corriente, asociado principalmente a financiamiento por Alumbrado Público de municipalidades.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM$5.944 respecto de diciembre de 2013, explicado por un aumento en los Pasivos Corrientes de MM$4.057 y en los Pasivos No Corrientes de MM$1.887.

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por:

a) Aumento de Otros Pasivos Financieros Corrientes (MM$522), principalmente por intereses devengados y actualización de bonos, compensado parcialmente con el pago de intereses de los bonos Serie I, J y L, con vencimientos en marzo y abril.

b) Aumento en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM$5.555, producto de reliquidaciones asociadas a la aplicación de nuevo decreto de Subtransmisión, que implican cambios en los precios de los peajes por compra de energía.

c) Aumento en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM$2.661), por incremento en cuentas por pagar a Matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A., compensado parcialmente con el pago de dividendos, neto de provisión a Matriz Inversiones los Ríos Ltda.

Compensado parcialmente con:

a) Disminución de Pasivos por Impuestos Corrientes (MM$1.020), principalmente por pago de impuesto de renta AT 2014, compensado parcialmente con impuesto a la renta del período y débito fiscal por IVA.

b) Disminución de Provisiones corrientes por beneficio a los empleados (MM$1.969) producto de liquidación de beneficios anuales.

c) Disminución en Otros Pasivos No Financieros (MM$1.483), por imputación de costos de obras FNDR y de terceros.

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

a) Aumento en Otros Pasivos Financieros (MM$1.588), 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$626), producto del reconocimiento del patrimonio negativo de Eletrans S.A. I y II (negocio conjunto con Chilquinta, empresa, esta última, que no pertenece al Grupo empresarial Saesa).

c) Aumento en Provisiones No Corrientes por Beneficio a los empleados (MM$211), por mayor provisión de Indemnización por Años de Servicio (IAS), originado por cambio de la tasa de descuento de 7,0% a 6,56%.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM$9.814 respecto de diciembre de 2013, principalmente por el resultado del periodo (MM$13.657) y el ajuste de conversión de la filial Sga (MM$396); compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo (MM$4.047), derivado de flujo de caja perteneciente a Eletrans I y II (MM$13) y efecto de pérdidas actuariales (MM$146) por cambio en la tasa de descuento de 7,0% a 6,56% nominal.

Principales Indicadores:

		Unidad	jun-14	dic-13	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,8	0,8	7,7%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,8	0,7	8,5%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,7	0,7	-0,3%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	10,4	8,6	21,7%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	46,8%	46,3%	1,0%
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	53,2%	53,7%	(0,9%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	12.275	36.623	(66,5%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	2,7	4,5	(38,9%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	134	82	63,3%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	163,7	69,9	134,1%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	56.219	54.469	3,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	6,93%	7,12%	(2,6%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	4,12%	4,13%	(0,1%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	13,47%	12,70%	6,1%
	Utilidad por acción (14)	$	0,0015	0,0030	(50,0%)

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 2014 la Sociedad y sus filiales consideran MM$1.651 de inversiones con subsidios, mientras que en el 2012 MM$7.171.

(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-14 MM$	jun-13 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	152.474	133.149	19.325	15%
Materias primas y consumibles utilizados	(102.147)	(84.999)	(17.148)	20%
Margen de contribución	**50.327**	**48.150**	**2.177**	**4,5%**
Gasto por Beneficio a los Empleados	(6.573)	(5.907)	(666)	11%
Otros gastos por naturaleza	(14.214)	(14.454)	240	(2%)
Resultado bruto de explotación	**29.540**	**27.789**	**1.751**	**6,3%**
Gasto por Depreciación y Amortización	(6.724)	(6.139)	(585)	10%
Resultado de explotación	**22.816**	**21.650**	**1.166**	**5,4%**
Resultado Financiero	(5.500)	(2.539)	(2.961)	117%
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	(1.054)	(87)	(967)	100%
Otras Ganancias (Pérdidas)	(26)	(40)	14	(35%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	16.236	18.984	(2.748)	(14%)
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(2.579)	(3.756)	1.177	(31%)
Ganancia (Përdida)	**13.657**	**15.228**	**(1.571)**	**(10%)**
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	13.490	15.063	(1.573)	(10%)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	168	165	3	2%

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del periodo anterior, en MM$1.166, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de Contribución por MM$2.177 debido principalmente a mayores ingresos de Subtransmisión (MM$2.488), relacionados con entrada en servicio de muevas instalaciones, mejores tarifas por cambio decreto, crecimiento del período y mayores ingresos en trasmisión adicional destinada a evacuación de energía de centrales generadoras pequeñas.

b) Menores gastos en el ítem Otros gastos por naturaleza (MM$240), asociado principalmente a menores costos en construcción de obras de terceros, compensados parcialmente con mayores gastos en Operación y mantención sistema eléctrico.

Compensado parcialmente con:

a) Mayores Gastos del Personal (MM$666), por incremento en la dotación de personal, indexación por IPC y mayores pagos por indemnizaciones por desvinculaciones.

b) Mayor Gasto por Depreciación y Amortización (MM$585), por puesta en servicio de obras propias.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación negativa (mayor pérdida) de MM$2.961 con respecto al periodo del año anterior, principalmente por disminución de los resultados (mayor pérdida) por Unidades de Reajuste (MM$3.055), originado por la variación del valor de la UF en el periodo enero-junio 2014 (3,06%) versus periodo enero-junio 2013 (0,05%).

Compensado parcialmente con un menor Costo Financiero (MM$210), producto de una menor deuda promedio.

3) Mayor pérdida en participación en las ganancias de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación por (MM$967), correspondiente a las empresas Eletrans S.A. I y II que se encuentran en etapa de construcción de su activo relevante, por lo que no generan ingresos a la fecha.

4) Resultado del periodo

La Sociedad al 30 de junio de 2014 obtuvo utilidades por MM$13.657, lo que implicó una disminución de MM$1.571 respecto de junio 2013.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	jun-14 MM$	jun-13 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	9.879	24.765	(14.886)	(60%)
de la Inversión	(15.181)	(19.571)	4.390	(22%)
de Financiación	(6.309)	(64.464)	58.155	(90%)
Flujo neto del período	**(11.611)**	**(59.270)**	**47.659**	**(80%)**
Variación en la tasa de cambio	(8)	(3)	(5)	167%
Incremento (disminución)	**(11.619)**	**(59.273)**	**47.654**	**(80%)**
Saldo Inicial	19.787	66.279	(46.492)	(70%)
Saldo Final	**8.168**	**7.006**	**1.162**	**17%**

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$8.168, mayor en un 17% respecto de igual periodo del año anterior.

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

1) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en actividades de Operación, principalmente por mayor desembolso de efectivo en pagos de proveedores, compensado parcialmente con un mayor cobro de ventas.

2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo en actividades de inversión, por menor inversión en activo fijo.

3) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo en actividades de Financiación, principalmente porque en el mismo periodo del año anterior se rescató anticipadamente el Bono Serie F en Saesa (MM$54.738).

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, abasteciendo a más del 90% de la demanda de estas regiones, 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.

Durante el año 1999 se introdujeron dos importantes modificaciones a la regulación eléctrica. En primer lugar, se establecieron ciertas obligaciones para los generadores respecto al suministro eléctrico en situaciones de desabastecimiento originadas por fallas prolongadas en centrales térmicas o en sequías (Art. 99 bis del DFL N° 1). En segundo lugar, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"), modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

Asimismo, desde marzo de 2004 y hasta mediados del 2014, se han publicado en el Diario Oficial diversas modificaciones a la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (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, establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones impulsadas por las empresas distribuidoras 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. La energía que comercializa SGA por su parte viene principalmente de la relacionada SAGESA y otra parte de otros generadores del sistema.

Al entregar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario 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. Las nuevas tarifas de la Sociedad y sus filiales de distribución implicaron un aumento de sus Ingresos de actividades ordinarias de aproximadamente un 1,0% (base 2013).

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, 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. Las nuevas tarifas implicaron una disminución de los Ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales en un 0,7% anual (en base 2013).

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 permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante) y que se espera sean publicados durante el segundo semestre del 2014. Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y ha enviado 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. Las nuevas tarifas de Subtransmisión implicaron un aumento en los Ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad y filiales de aproximadamente un 0,7% (base 2013).

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 que tendrá una duración aproximada de cuatro meses.

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.

Por otra parte, el suministro a partir del año 2010 quedó respaldado con contratos, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y consideran una duración de 10 años.

Sin embargo, en virtud del complejo escenario financiero del año 2011 que afectó a la empresa Campanario S.A. y que finalmente terminó en su incumplimiento del contrato de suministro, que representaba aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, la SEC emitió su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, 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, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

Así, la declaratoria de quiebra posterior de Campanario en Septiembre de 2011, o de cualquier otra empresa generadora adjudicataria de contratos licitados de suministro de potencia y energía no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debiéndose pagar los mismos precios establecidos en el respectivo contrato de suministro, por lo que 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.

Paralelamente, a fines del 2011 se inició el proceso de elaboración de unas nuevas bases de licitación para los montos comprometidos por Campanario y cuyo suministro se realizara mediante la aplicación de la RE2288. A fines de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución. Posteriormente, durante el primer trimestre de 2012, la Sociedad, su filial Luz Osorno y la relacionada Frontel, junto a otras empresas cooperativas, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía originalmente la Generadora Campanario S.A., en quiebra. Las sociedades indicadas, adjudicaron a Endesa el bloque de suministro licitado, para el período mayo 2012 - diciembre 2014.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de 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 fijó para Agosto de 2014.

La Sociedad permanentemente actualiza sus proyecciones de demanda para suministro de clientes regulados, considerando la información de demanda mensual real. En función de lo anterior, se establecen los requerimientos para ser licitados en los distintos procesos instruidos por la Comisión. Adicionalmente, monitorea las condiciones de las demás empresas distribuidoras que eventualmente puedan requerir

de los excedentes generados por otros contratos de suministro, o bien de los excedentes que otras empresas puedan poner a disposición de las empresas que presentan un déficit de abastecimiento.

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.

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.

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.

La filial SGA tiene como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representa esta sociedad como parte de los flujos consolidados de Saesa son de un 1,7%. Las variaciones de patrimonio que pueda tener esta sociedad por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 30 de junio de 2014, 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$139.634, 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$155.152 a junio de

2014.corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el período 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$152.462 a marzo de 2014.

2.3) Riesgo Tasa de Interés

En la actualidad el 85% 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$ 88.424 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:

	30/06/2014	30/06/2013
Tasa Interés Variable	15%	14%
Tasa Interés Fija	85%	86%

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 de la 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 de liquidez.

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 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	3%	33%
181 a 270	34%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

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.