Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Al 30 de junio de 2013

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Jun-13 MM$	Dic-12 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos Corrientes	92.804	128.384	(35.580)	(28%)
Activos No Corrientes	547.735	543.433	4.302	1%
Total Activos	**640.539**	**671.817**	**(31.278)**	**(5%)**
Pasivos Corrientes	114.801	147.079	(32.278)	(22%)
Pasivos No Corrientes	145.178	145.058	120	0%
Patrimonio	380.560	379.680	880	0%
Total Pasivos y Patrimonio	**640.539**	**671.817**	**(31.278)**	**(5%)**

1) Activos

Este rubro presenta una disminución de MM$31.278 respecto de diciembre de 2012, explicado principalmente por una disminución en los Activos Corrientes de MM$35.580.

La variación negativa que presentan los Activos Corrientes, es originada principalmente por disminución del Efectivo y Equivalente al Efectivo de MM$59.273, debido al rescate anticipado de los Bonos Serie F en enero 2013, que había sido acordada en sesión de Directorio celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, el que fuere financiado con la colocación de la serie L en diciembre 2012.

Lo anterior parcialmente compensado por:

a) Aumento en Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas Por Cobrar (MM$16.410), debido a :

- Incremento en las tarifas de Distribución[1] y Precio Nudo (precio de compra de energía) por MM$3.920.
- Aumento de precio en las nuevas tarifas de Subtransmisión[2], correspondientes al periodo 2011-2012 (MM$4.165).

[1] Ver explicación, en nota 3 (pág. 7)
[2] Ver explicación, en nota 4 (pág. 8)

- Anticipo de subsidio FNDR para obras de electrificación Rural (MM$6.000).
- Incremento en cuentas por cobrar en filial SGA, por mayor generación de energía en centrales a disposición del SIC, respecto a diciembre 2012 (MM$3.724).

b) Aumento en Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas (MM$5.385), principalmente por préstamos otorgados a entidades relacionadas.

c) Aumento en Inventarios (M$$1.358), destinado a la ejecución de obras propias.

d) Aumento en Activos por Impuestos Corrientes (MM$577), debido a mayores derechos de anticipo de Pagos Provisionales Mensuales (PPM).

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

a) Disminución en Otros Activos Financieros (MM$476), por recuperación del remanente de crédito fiscal en la filial STS, que se espera recuperar totalmente en periodos posteriores.

b) Disminución en Cuentas por Cobrar (MM$736), principalmente por traspaso de la porción de corto plazo de créditos al Activo Corriente, asociado principalmente a financiamiento por Alumbrado Público de municipalidades.

c) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo (MM$7.090) 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.

d) Disminución en Activos por Impuestos Diferidos (MM$1.493) debido a menores diferencias temporales que afectan a Propiedades, planta y equipo y menor valor de los Bonos Serie F.

2) Pasivos

Los pasivos disminuyen en MM$32.158 respecto de diciembre de 2012, explicado por una disminución en los Pasivos Corrientes de MM$32.278 y un aumento en los Pasivos No Corrientes (MM$120).

La disminución de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por:

a) Disminución de Otros Pasivos Financieros Corrientes (MM$52.867), producto del rescate anticipado de los Bonos Serie F en Saesa, el que fuera financiado con la colocación de la serie L en diciembre 2012.

b) Aumento en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM$2.704, debido principalmente por cambio en el ciclo de compra de proveedores de energía.

c) Aumento en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM$12.576), por mayor préstamos recibidos de empresas relacionadas y Matriz (Grupo Saesa).

d) Aumento de Pasivos por Impuestos Corrientes (MM$1.101), principalmente por provisión de impuesto a la renta año tributario 2013, por mayores utilidades.

e) Disminución en Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados (MM$1.270), producto de liquidación de beneficios anuales.

f) Aumento en Otros Pasivos No Financieros (MM$5.534), principalmente por construcción de obras, producto de mayores aportes de subsidios FNDR por MM$6.180.

Por otro lado, el aumento de los Pasivos No Corrientes, se explica principalmente por:

a) Aumento en Otros Pasivos No Financieros No Corrientes (MM$1.378), producto de el reconocimiento del patrimonio negativo de Eletrans S.A. (negocio conjunto con Chilquinta, empresa, esta última, que no pertenece al Grupo empresarial Saesa). Este valor está asociado a una cobertura de flujo de caja, tomado con el fin de proteger a Eletrans S.A. (moneda funcional dólar) de la variación del peso, respecto del tipo de cambio.

Lo anterior, compensado parcialmente con una Disminución en Otros Pasivos Financieros (MM$1.700), producto del traspaso al Corriente de cuota de capital de los Bonos Serie I.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM$880 respecto de diciembre de 2012, principalmente por el resultado del periodo (MM$15.228), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo (MM$13.249) y derivado de flujo de caja perteneciente a Eletrans (MM$1.498).

Principales Indicadores:

		Unidad	Jun-13	Dic-12	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,8	0,9	(7,4%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,7	0,8	(11,0%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,7	0,8	-11,2%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	9,1	7,9	15,7%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	44,2%	50,3%	(12,3%)
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	55,8%	49,7%	12,5%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	13.385	36.379	(63,2%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	3,3	4,5	(26,8%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	111	81	37,0%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	152,2	62,8	142,3%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	51.444	44.711	15,1%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	8,01%	5,59%	43,4%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	4,64%	3,29%	41,0%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	13,52%	10,85%	24,6%
	Utilidad por acción (14)	$	0,0017	0,0023	(27,9%)

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:

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

* *Considera inversiones propias e inversiones con subsidios. En el 2013 la Sociedad y sus filiales consideran MM$ 6.177 de inversiones con subsidios, mientras que en el 2012 sólo MM$351.

(8) Permanencia de Inventarios:

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

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

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

(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 Pat..monio (anualizado):

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

(12) Rendimiento del Acti (anualizado):

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

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

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

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-13 MM$	Jun-12 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	133.149	125.233	7.916	6%
Materias primas y consumibles utilizados	(84.999)	(86.119)	1.120	(1%)
Margen de contribución	**48.150**	**39.114**	**9.036**	**23,1%**
Gasto por Beneficio a los Empleados	(5.907)	(5.242)	(665)	13%
Otros gastos por naturaleza	(14.454)	(12.761)	(1.693)	13%
Resultado bruto de explotación	**27.789**	**21.111**	**6.678**	**31,6%**
Gasto por Depreciación y Amortización	(6.139)	(5.727)	(412)	7%
Resultado de explotación	**21.650**	**15.384**	**6.266**	**40,7%**
Resultado Financiero	(2.539)	(3.404)	865	(25%)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	(88)	-	(88)	100%
Otras Ganancias (Pérdidas)	(39)	74	(113)	(153%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	18.984	12.054	6.930	57%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(3.756)	(1.793)	(1.963)	109%
Ganancia (Përdida)	**15.228**	**10.261**	**4.967**	**48%**
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	15.063	10.124	4.939	49%
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	**165**	**137**	**28**	**20%**

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del periodo anterior, en MM$6.266, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de Contribución por MM$9.036 debido a:

- Mayor margen de distribución de MM$4.389 por incremento en tarifas de distribución[3] (que incluyen la reliquidación por nuevas tarifas periodo Nov-Dic 2012), disminución en pérdidas de energía e incremento en las ventas físicas (8,43%).

[3] 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.

- Mayores ingresos de Subtransmisión por MM$4.139, principalmente por nuevas tarifas de subtransmision[4], correspondientes al periodo 2011-2012.

Compensado parcialmente por:

- Menores ingresos netos en comercialización de energía en SGA por MM$696 debido a costos marginales (precios de venta) más bajos respecto a igual periodo año anterior.

- Menores Otros ingresos por Naturaleza de MM$299, por disminución en actividades en construcción de obras a terceros, compensados con mayores ingresos en Control de Demanda y Otros.

b) Mayores Gastos del Personal por MM$665 principalmente por incremento en la dotación de personal.

c) Mayores gastos en el ítem Otros gastos por naturaleza (MM$1.693), asociado principalmente a construcción de obras y mantenimiento instalaciones de Terceros.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero aumentó en MM$865 con respecto al periodo anterior, principalmente por:

a) Aumento de los Resultados (menor pérdida) por Unidades de Reajuste (MM$1.846) originado por la variación del valor de la UF en el periodo enero-junio 2013 (0,06%) versus periodo enero-junio 2012 (1,5%).

Compensado parcialmente por:

a) Mayor Costo Financiero (MM$448), principalmente por mayor deuda.

b) Variación negativa por Diferencias de Cambio (MM$775), debido a la corrección de las cuentas monetarias de la filial SGA, que tiene moneda funcional dólar.

[4] Las tarifas de subtransmisión se fijan cada cuatro años. El 9 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de nuevas tarifas, el cual regirá desde el 1 de enero 2011 (en forma retroactiva) hasta el año 2014.

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 30 de junio de 2013 obtuvo utilidades por MM$15.228, lo que implicó un aumento de MM$4.967 respecto de junio de 2012.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Jun-13 MM$	Jun-12 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	24.765	31.183	(6.418)	(21%)
de la Inversión	(19.571)	(23.017)	3.446	(15%)
de Financiación	(64.464)	(11.612)	(52.852)	455%
Flujo neto del período	**(59.270)**	**(3.446)**	**(55.824)**	**1620%**
Variación en la tasa de cambio	(3)	(6)	3	(50%)
Incremento (disminución)	**(59.273)**	**(3.452)**	**(55.821)**	**1617%**
Saldo Inicial	66.279	24.180	42.099	174%
Saldo Final	**7.006**	**20.728**	**(13.722)**	**(66%)**

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$7.006, menor en un 66% respecto de junio de 2012.

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

1) Menor flujo positivo de efectivo en actividades de Operación, principalmente por menores ingresos de efectivo procedentes de la venta de bienes y prestación de servicios y mayor pago de impuestos a las ganancias.

2) Menor flujo negativo de efectivo en actividades de inversión, originado principalmente, por menores compras de propiedades, planta y equipo.

3) Mayor flujo negativo de efectivo en actividades de financiación, principalmente por el rescate anticipado de los Bonos Serie F en Saesa.

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 95% 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 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.

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, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 conocida como la "Ley Net Metering" que fomenta la generación distribuida residencial, lo cual no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

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.

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como "Ley de Concesiones" el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas; la "Ley de Carretera Eléctrica", que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros y la "Ley 20-20", que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

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 S.A. 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 financiero con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, la filial SGA vende toda de 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. La Sociedad no tendrá cambios que impliquen una disminución de sus tarifas por estos decretos.

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 (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.

Respecto de la fijación de tarifa de la Servicios Asociados (SSAA), que se realiza cada cuatro años, este proceso aún está en curso. En efecto, en marzo 2013 se presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Los dictámenes respectivos se emitieron en el mes de mayo. No obstante lo anterior, algunas empresas distribuidoras presentaron recursos de protección respecto de los dictámenes antes mencionados, declarándose una orden de no innovar, que hasta la fecha ha detenido el proceso de publicación del decreto tarifario, mientras no se resuelvan los recursos judiciales. Se espera que para fines de 2013 se publique el mencionado decreto, sujeto a los plazos de los tribunales y posterior toma de razón en la Contraloría General de la República.

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, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se vio retrasado respecto de su programación original por propia iniciativa de la Autoridad administrativa (CNE), quien en la etapa de entrega extendió el plazo para aumentar el desarrollo del estudio y posteriormente, en la etapa de revisión, para efectuar análisis más detallados de los estudios presentados, y para la elaboración del Informe Técnico con los cambios realizados

por la Autoridad. Asimismo, el Panel de Expertos extendió en su momento el plazo de análisis de las discrepancias presentadas por las empresas al Informe Técnico de la CNE y la publicación de su respectivo Dictamen, comunicado a las empresas a principios de Agosto de 2011.

Adicionalmente, considerando el retraso sufrido en la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) ha llevado a que el decreto fuera publicado el 9 de abril de 2013 dando por concluido este proceso tarifario y con ello, se aplicaran de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados.

Los riesgos relacionados con la regulación de los negocios de Distribución y Subtransmisión son bajos, debido a que por definición se remuneran sobre la base de una rentabilidad razonable aplicada a la inversión realizada, además de los costos de operar esos activos.

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 de la empresa Campanario S.A. y su eventual 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 y su filial Luz Osorno además de 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 un par de 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 se espera que la adjudicación de ambos sea en octubre y diciembre de 2013, respectivamente.

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 otro año seco como el 2010 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.

Durante el año 2012 se pusieron en operación comercial las centrales Bocamina II y Santa María que en conjunto aportan al sistema alrededor de 750 MW, en tanto que a principios del 2013 inició su operación la central Campiche de 270 MW.

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.

También la Sociedad y sus filiales toman deudas en moneda distinta a su moneda funcional y para protegerse de esas variaciones realizan coberturas.

Al 30 de junio de 2013, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa fija:

Empresa	Fecha suscripción	Monto USD MUSD	Monto CLP M$
SAESA	26-06-2013	23.686	12.012.753
SAESA	23-01-2013	12.708	6.444.901

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap para proteger su exposición de moneda (USD a CLP).

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 2,2%. 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, 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$151.638 (negativo), 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, prácticamente el 80% 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 82% 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 en base anual de la UF en 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$308.511.

2.3) Riesgo Tasa de Interés

En la actualidad el 86% 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 MM$ 101 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, protegida y variable, es la siguiente:

	30/06/2013	30/06/2012
Tasa Interés Variable	14%	15%
Tasa Interés Fija	86%	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 82% 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 otros 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	1%	33%
181 a 270	38%	66%
271 a 360	68%	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.