Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Al 31 de diciembre de 2012

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-12 MM$	Dic-11 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos Corrientes	128.384	99.546	28.838	29%
Activos No Corrientes	543.433	515.124	28.309	5%
Total Activos	**671.817**	**614.670**	**57.147**	**9%**
Pasivos Corrientes	147.079	98.748	48.331	49%
Pasivos No Corrientes	145.058	137.588	7.470	5%
Patrimonio	379.680	378.334	1.346	0%
Total Pasivos y Patrimonio	**671.817**	**614.670**	**57.147**	**9%**

En 2012 el Grupo Saesa comenzó una reestructuración que como primer paso implicó el 30 de diciembre de 2011, la división de la relacionada Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (actual filial STS), subsistiendo la continuadora legal con la misma razón social y una nueva que se constituyó a raíz de la división, denominada SAGESA S.A. En la filial subsistente se radicaron algunos activos operacionales y créditos tributarios.

Más tarde con fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de la antigua filial Sistema de Transmisión del Sur S.A., Antigua STS, en Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (actual filial STS), manteniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a la Sociedad todos los activos y pasivos de Antigua STS y la Sociedad pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. Esta filial se encuentra en trámite de inscripción en el Registro de Entidades Informantes.

Esta fusión fue tratada como una adquisición inversa, de acuerdo con lo indicado en la NIIF 3, porque la entidad que mantiene sus características, desde un punto de vista de control societario y operacional, es la absorbida, Antigua filial STS, y no la absorbente.

Adicionalmente y para efectos de comprensión de los estados financieros, el balance y los resultados de diciembre de 2011 contienen el balance y resultados de Antigua filial STS consolidado con un estado de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. dividida proforma, según lo requerido por NIIF 5, en relación a mostrar el balance sin sus activos descontinuados (activos traspasados a la nueva SAGESA S.A. según lo explicado en párrafo dos de la hoja anterior), según lo siguiente:

	SAESA (incluye antigua STS) Dic '11	Sociedad Austral de Generación y Energía S.A (proforma) Dic '11	Total Dic '11
Activos Corrientes	99,475	72	99,547
Activos no Corrientes	505,288	9,835	515,123
Total Activos	**604,763**	**9,907**	**614,670**
Pasivos Corrientes	89,233	9,515	98,748
Pasivos no corrientes	137,546	42	137,588
Total Pasivos	**226,779**	**9,557**	**236,336**
Patrimonio	362,618	322	362,940
Ganancia del período	15,366	28	15,394
Total Patrimonio	**377,984**	**350**	**378,334**

Los activos no corrientes corresponden a crédito de impuesto específico (crédito fiscal IVA), que se recuperará en periodos futuros. Los pasivos corrientes son cuentas por pagar a entidades relacionadas.

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM$ 57.147 respecto de diciembre de 2011, explicado por un aumento en los Activos Corrientes (MM$ 28.838) y en los Activos No Corrientes (MM$ 28.309).

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

a) Aumento del Efectivo y Equivalente al Efectivo por MM$ 42.100, originado principalmente por colocación del bono Serie L, que se utilizará para el pago de la Serie F, lo que se hará a principio de 2013.

b) Disminución de Otros Activos Financieros (MM$ 2.199) relacionado con resultado de valorización de derivado tomado por la Sociedad para proteger la exposición de moneda y tasa de interés de deuda en dólares y tasa variable. En el año 2012, la valorización del derivado quedó provisionado en Otros pasivos Financieros, Corrientes.

c) Disminución de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar (MM$ 7.961), principalmente por caída del Precio Nudo Promedio (PNP) a contar de enero 2012, lo que redujo la tarifa final al cliente y cierre de proyecto de Alumbrado Público a municipalidades, que se cobraran en el largo plazo.

d) Disminución de Inventarios Corrientes (MM$ 1.142), originado por traspaso de existencia al activo fijo para obras en construcción.

e) Disminución de Activos por Impuestos Corrientes (MM$2.340) originado principalmente por devolución de impuesto renta proveniente del año anterior.

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

a) Incremento en Cuentas por Cobrar (MM$ 3.872), principalmente por cierre de obras por Alumbrado Público a municipalidades que se cobrarán en convenios de largo plazo.

b) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo (MM$ 25.137) debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM$ 55.801 respecto de diciembre de 2011, explicado por un aumento en los Pasivos Corrientes de MM$ 48.331 y un aumento en los Pasivos No Corrientes (MM$ 7.470).

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por:

a) Aumento de Otros Pasivos Financieros Corrientes (MM$ 61.486), producto del traspaso de la totalidad del bono Serie F desde Otros Pasivos No Corrientes, debido a que se cancelará en enero de 2013, con los fondos obtenidos de la colocación del bono Serie L realizada en diciembre de 2012.

b) Disminución en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM$ 13.254, principalmente porque en diciembre de 2011 quedaron registrados montos de proveedores fuera del ciclo de pago

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

a) Aumento en Pasivo por Impuestos Diferidos (MM$ 1.241), producto de un incremento en la tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20%, según la Ley N°20.630 ("Reforma Tributaria") aprobada el 27 de septiembre de 2012. Este cambio implicó un aumento de impuesto diferido por las diferencias de base financiera y tributaria del activo fijo.

b) Mayor saldo de Otros Pasivos No Financieros (MM$ 5.614) relacionados a ingresos anticipados por venta de peajes de transmisión, que financiarán líneas eléctricas que se encuentran en construcción.

   La Sociedad ha incluido el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados al uso de activos de subtransmisión, que construye la Sociedad. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo de subtransmisión, se da comienzo al reconocimiento en los resultados de la sociedad, en la proporción que corresponda, con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido en el mismo plazo de duración del contrato.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM$ 1.346 respecto de diciembre de 2011, principalmente por el resultado del periodo (MM$ 21.174), compensado parcialmente por el pago de dividendos de 2012 (MM$ 18.750) y el ajuste de conversión de la filial SGA (MM$ 827).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-12	Dic-11	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,9	1,0	(13,4%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,8	0,9	(10,7%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,8	0,6	23,2%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	7,9	9,4	(16,1%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	50,3%	41,8%	20,5%
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	49,7%	58,2%	(14,7%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	36.379	31.937	13,9%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	4,5	3,9	15,5%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	81	93	(13,2%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	62,8	62,6	0,4%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (10)	%	5,59%	4,18%	33,6%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (11)	%	3,29%	2,64%	24,7%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (12)	%	10,85%	9,74%	11,4%
	Utilidad por acción (13)	$	0,0023	0,0017	37,5%

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 2012 la Sociedad y sus filiales consideran MM$351 de inversiones con subsidios, mientras que en el 2011 sólo MM$ 97.

(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) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

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

(11) Rendimiento del Activo (anualizado):

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

(12) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(13) Utilidad por acción:

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

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-12 MM$	Dic-11 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	243.606	283.112	(39.506)	(14%)
Materias primas y consumibles utilizados	(159.307)	(206.989)	47.682	(23%)
Margen de contribución	**84.299**	**76.123**	**8.176**	**10,7%**
Gasto por Beneficio a los Empleados	(11.523)	(10.584)	(939)	9%
Otros gastos por naturaleza	(28.065)	(27.004)	(1.061)	4%
Resultado bruto de explotación	**44.711**	**38.535**	**6.176**	**16,0%**
Gasto por Depreciación y Amortización	(11.695)	(11.114)	(581)	5%
Resultado de explotación	**33.016**	**27.421**	**5.595**	**20,4%**
Resultado Financiero	(6.408)	(9.073)	2.665	(29%)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	(20)	-	-	0%
Otras Ganancias (Pérdidas)	114	182	(68)	(37%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	26.702	18.530	8.172	44%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(5.528)	(3.164)	(2.364)	75%
Ganancia (Përdida)	**21.174**	**15.366**	**5.808**	**38%**
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	20.901	15.067	5.834	39%
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	**273**	**299**	**(26)**	**(9%)**

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM$ 5.595, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de Contribución por MM$ 8.176 debido a:

- Mayor margen de distribución por MM$ 5.524 producto principalmente del crecimiento de ventas físicas de energía.

- Mayores ingresos de Subtransmisión por MM$ 2.450, principalmente por un aumento en el consumo de energía de clientes de distribución, lo que implica mayor uso de las líneas de subtransmisión (MM$ 1.129) y por nuevos ingresos de peajes adicionales pagados por centrales de generación pequeñas (MM$ 641).

- Menores ingresos netos en comercialización de energía en SGA por MM$ 2.461 debido a costos marginales (precios de venta) más bajos respecto a igual periodo.

- Mayores ingresos en Otros Ingresos por Naturaleza de MM$1.979, por intereses por mora e incremento en ítem construcción de obras a terceros.

b) Mayores Gastos del Personal por MM$ 939 principalmente por reajuste de remuneraciones y mayores bonos generales por obtención de resultados.

c) Mayores gastos en el ítem Otros gastos por naturaleza (MM$1.061), debido principalmente a mayores costos por construcción de obras de terceros y de operación y mantención de vehículos.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero aumentó en MM$ 2.665 con respecto a diciembre 2011, principalmente por:

a) Incremento de los Ingresos Financieros (MM$ 296), producto de intereses generados en inversiones financieras y préstamos entre empresas relacionadas.

b) Mayor Costo Financiero (MM$ 1.065), principalmente por mayor deuda promedio anual.

c) Variación positiva por Diferencias de Cambio (MM$1.928), debido a la corrección de las cuentas monetarias de la filial SGA, que tiene moneda funcional dólar.

d) Aumento de los Resultados (menor pérdida) por Unidades de Reajuste (MM$1.506) originado por una disminución en la variación del valor de la UF de 2012, respecto de 2011.

3) Gasto por Impuestos a las Ganancias

Producto del aumento de la tasa de impuesto de primera categoría de 17% a 20%, según Reforma Tributaria aprobada en Septiembre 2012, la Sociedad reconoció un mayor cargo a resultados por impuesto a las ganancias de MM$ 981.

4) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2012 obtuvo utilidades por MM$ 21.174, lo que implicó un aumento de MM$5.808 respecto de diciembre de 2011.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Dic-12 MM$	Dic-11 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	48.107	47.086	1.021	2%
de la Inversión	(41.965)	(34.353)	(7.612)	22%
de Financiación	35.961	(1.313)	37.274	(2839%)
Flujo neto del período	**42.103**	**11.420**	**30.683**	**269%**
Variación en la tasa de cambio	(4)	(6)	2	(33%)
Incremento (disminución)	**42.099**	**11.414**	**30.685**	**269%**
Saldo Inicial	24.180	12.766	11.414	89%
Saldo Final	**66.279**	**24.180**	**42.099**	**174%**

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$ 66.279, mayor en un 174% respecto de diciembre de 2011.

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

1) Mayor flujo positivo de efectivo en actividades de Operación, principalmente por mayor reembolso de impuesto a la renta del año anterior.

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

3) Mayor flujo positivo de efectivo en actividades de financiación, por mayores préstamos recibidos, particularmente por colocación del bono Serie L en diciembre 2012, cuyos fondos se utilizarán para cancelar el bono Serie F en enero 2013. Lo anterior, compensado parcialmente por pago de otros préstamos y de dividendos.

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 y 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.

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

En la medida que aumenta el consumo y se van produciendo economías de escala, las tarifas de distribución tienden a disminuir, lo que ha ocurrido principalmente en las fijaciones tarifarias de distribución de estos últimos años.

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. 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. Actualmente se encuentra en la Contraloría General de la República el Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016 y se espera sea publicado dentro del primer trimestre de 2013. La Sociedad y sus filiales de distribución no esperan cambios que impliquen una disminución de sus tarifas.

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.

Para fines de 2013 se espera se publique en el diario oficial un nuevo decreto de SSAA que rija por los próximos cuatro años, cuyo proceso está recién comenzando.

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. En enero de 2009 fueron publicadas las fórmulas tarifarias de subtransmisión que regirán desde enero de 2009 hasta noviembre de 2010.

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 ha visto 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 que ha sufrido la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) hace suponer que durante el segundo semestre 2013 se dé por concluido este proceso tarifario y con ello, se apliquen de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados mediante Decreto Supremo.

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. En particular, para la fijación tarifaria de Subtransmisión en curso se esperan efectos positivos en los ingresos de la compañía. Tal como se comentó en el párrafo anterior, en el primer período de la fijación (una vez publicado el decreto) habrá mayores ingresos por concepto de aplicación retroactiva de este decreto, esto es desde enero 2011.

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 ya está 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.

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro, que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de la Sociedad, SEC emitió la 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, debe ser abastecido por los demás integrantes que

participan en los balances de transferencia que confecciona 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 realiza 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. Durante el primer trimestre de 2012, la Sociedad y su filial Luz Osorno además de la relacionada Frontel, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía 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.

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.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos años (2013 – 2014).

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 31 de diciembre de 2012, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa fija:

Empresa	Fecha suscripción	Monto USD MUSD	Monto CLP M$
SAESA	29-10-2012	25.177	12.084.182
STS	24-12-2012	18.975	9.107.016

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 4,8%. Las variaciones de patrimonio que pueda tener esta sociedad por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de diciembre, 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 $146 millones de pesos, 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 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 87% 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 año 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$608.744.

2.3) Riesgo Tasa de Interés

En la actualidad el 90% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida, es decir, una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa 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$ 206 durante el año 2012. Para este análisis, no se consideró el crédito en CLP que tiene la Sociedad, debido a que el riesgo de tasa de interés está cubierto con un instrumento de derivado. 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:

	31/12/2012	31/12/2011
Tasa Interés Variable	10%	14%
Tasa Interés Protegida	3%	16%
Tasa Interés Fija	87%	70%

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 87% estructurada a largo plazo, mediante bonos principalmente.

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.

Para medir 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	2%	33%
181 a 270	35%	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.