



Reporte Anual 2012

ÍNDICE

Carta del Presidente del Directorio	3
Visión Corporativa	5
Identificación de la Sociedad	6
Antecedentes Relevantes	7
Estructura de Propiedad	8
Propiedad y Control	9
Directorio	10
Administración	11
Estructura Organizativa	12
Marcha de la Empresa	13
Línea de Tiempo	18
Actividades de la Sociedad	21
Empresas Filiales	21
Factores de Riesgo	34
Gestión Financiera	40
Información Financiera	42
Hechos Relevantes	43
Declaración de Responsabilidad	44
Estados Resumidos	45

Carta del Presidente del Directorio

Estimados clientes, colaboradores, accionistas, autoridades y proveedores, tengo el agrado de presentarles la memoria del año 2012 del Grupo Saesa, que comparte los estados financieros de la compañía y un resumen del quehacer de las empresas de este grupo eléctrico, con operación en cinco regiones del sur de Chile.

Durante el 2012, el sector energía continuó siendo clave en el desarrollo del país. Chile se enfrenta al desafío de contar con recursos energéticos suficientes y competitivos para alcanzar el anhelado progreso en las próximas décadas. Desde esa perspectiva, el Grupo Saesa mostró su decidido apoyo al desarrollo de las ERNC, al ejecutar la construcción de las necesarias vías de evacuación de energía a proyectos de mini centrales hidroeléctricas de pasada; así como también respaldar otros proyectos de energía eólica y de geotermia, que exploran posibilidades de instalación en las zonas costeras de Chiloé y La Araucanía.

En el mes de octubre recién pasado, la comunidad recibió la primera etapa de operación del proyecto de interconexión de mini centrales al SIC denominado Puyehue-Rupanco, que considera la evacuación de más de 150 MW provenientes de doce centrales hidroeléctricas conectadas a través de una línea común, ubicada en las inmediaciones de los lagos que dan nombre al proyecto. Su potencial de transmisión es de 180 MW, disponiendo de holguras para la conexión de nuevas centrales generadoras. El sistema cuenta con 179 KM de líneas y sus respectivas subestaciones y significó una inversión de US\$65 millones.

El proyecto logró acuerdos con ocho empresas generadoras para la evacuación conjunta y la integración de líneas pre-existentes en orden a minimizar el impacto ambiental de la zona, lo que deja en evidencia el compromiso de la empresa con el medioambiente y la comunidad.

En generación, con una inversión de US\$12 millones, la mini central hidroeléctrica de pasada Monreal, que aprovecha el desnivel de los lagos Paloma y Monreal, aportará 3 MW de energía limpia y renovable al Sistema Aislado de Aysén. Esta central, construida en un tiempo record de 10 meses, entró en operaciones en enero de 2013.

Las cuatro distribuidoras que conforman el Grupo Saesa abastecen a más de 740.000 clientes en las zonas de concesión donde operan, siendo el motor de crecimiento, desarrollo y bienestar para una parte importante del sur del país, respaldando a la vez el crecimiento de los principales sectores productivos de esas regiones como el forestal, pesquero y ganadero.

Este compromiso, así como el propósito de elevar de manera persistente la calidad del servicio, se vio reflejado en los meses de invierno, tras sufrir las consecuencias de un temporal que afectó más fuertemente en la costa de las regiones de Bio Bio y La Araucanía, causando más daños en las instalaciones eléctricas que el terremoto del 27/F. Para estos efectos, la Empresa, a través de su filial Frontel, puso en marcha su plan de emergencias dotando de recursos extras las operaciones de las zonas afectadas e incrementando su tasa de respuesta. Asimismo, estrechó su compromiso con los 55 mil clientes de la Provincia de Arauco mediante un plan especial de inversiones superior a los 5 mil millones de pesos.

Este plan, en su fase final de ejecución, contempla la instalación de cinco centrales de respaldo, la asignación de nuevas brigadas de operaciones para la provincia, la construcción de una subestación en la ciudad de Cañete y una línea de 66 kV entre esta comuna y el sector de Tres Pinos. Adicionalmente, se encuentra instalada una nueva oficina de atención a clientes en Los Álamos y se considera un completo plan de comunicaciones y vinculación con autoridades locales y la comunidad.

El Plan de Calidad Técnica llevado a cabo por la compañía tiene por objeto coordinar las iniciativas de inversión y mantenimiento para mejorar los índices de calidad de suministro. La implementación de este plan durante 2012 arrojó significativos avances, logrando superar las metas definidas como compañía, tanto en zonas urbanas como rurales. A través de este plan, iniciado en 2011, la compañía espera llegar en dos años más a altos niveles de calidad de servicio, teniendo en cuenta la cobertura y dispersión geográfica de sus clientes.

El crecimiento sólido y consistente en el sector energía ha impulsado al Grupo Saesa a abrirse también a nuevos mercados y zonas geográficas del país. Es así como en el consorcio formado junto a Chilquinta logró la

adjudicación de dos proyectos para la ampliación del Sistema Interconectado Central (SIC). Se trata de las nuevas líneas 2x 220 kV Cardones- Diego de Almagro, y de la 2x 220 kV Ciruelos- Pichirropulli. La inversión estimada para materializar ambos proyectos es de aproximadamente US\$150 millones, y el plazo de construcción es de 5 años.

El avance y el crecimiento de la empresa no ha dejado de lado uno de sus valores más importantes: la seguridad de sus trabajadores. La nueva Política de Seguridad y Tolerancia Cero que se implementó durante el año 2012, tendió fundamentalmente a instaurar de manera intransable el compromiso de la compañía, con el objeto que cada trabajador y contratista se desempeñe respetando a cabalidad la seguridad en cada una de sus acciones y labores.

Los avances que exhibe hoy la empresa, no habrían sido posibles sin el sólido compromiso de sus 850 empleados, y de las más de 3.000 personas que prestan servicio a través de las empresas colaboradoras de la compañía.

La preocupación por las personas es clave en el éxito, objetivo que se aborda no sólo otorgando una serie de beneficios adicionales a lo contractual, capacitación permanente y programas internos que buscan mejorar el clima laboral, sino además, entregando oportunidades de desarrollo y continuidad de estudios a disposición de los empleados. Un logro significativo y motivo de orgullo fue que en 2012 la empresa se involucró en el Programa de Certificación de Competencias Laborales, a través del cual - en conjunto con la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. - logró certificar a noventa y cuatro linieros en su oficio, quedando con ello absolutamente validados para su desempeño en redes eléctricas.

Al finalizar el periodo, la encuesta de clima laboral que realiza la Subgerencia de Personas arrojó el mejor resultado de los últimos cinco años, con un 81% de satisfacción.

Importante es destacar la exitosa colocación de un bono a largo plazo por UF 2.500.000 que realizó Saesa a fines de diciembre de 2012 en el mercado local, con el objeto de pre-pagar parte de su deuda. La demanda de los inversionistas por este bono, entre los que se cuentan AFPs, compañías de seguros, bancos, fondos mutuos y corredoras de bolsa, sobrepasó en un 38% la oferta existente, lo que significó alcanzar una tasa de colocación muy competitiva frente a un complejo escenario de tasas que se vivía en ese momento. Esto refleja el gran interés y apetito que existe entre los inversionistas por el riesgo asociado a las actividades que Saesa realiza y al mercado donde opera.

La visión del Grupo Saesa es ser la mejor empresa del Sur de Chile, comprometida con sus clientes, orgullo para sus trabajadores y protagonista del desarrollo regional. Sobre estos cimientos se basa la esencia de las acciones que la empresa realiza.

Les invito a conocer en mayor detalle lo que fue el año 2012 para las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización que forman el Grupo Saesa, conglomerado que para los años siguientes mantendrá a firme su compromiso con el desafío energético que enfrenta el país.

Jorge Lesser García Huidobro
Presidente del Directorio

Visión Corporativa

Mantra

Somos la Luz del Sur

Visión

Ser la mejor empresa del Sur de Chile, comprometida con nuestros clientes, orgullo para nuestros trabajadores y protagonista del desarrollo regional.

Misión

Entregar la energía vital para el bienestar de nuestros clientes y para el desarrollo del Sur de Chile.

Realizar nuestro trabajo comprometidos con los clientes y la comunidad, cuidando el medioambiente y promoviendo el desarrollo y la seguridad de nuestros trabajadores.

Valores Corporativos

Pasión por el cliente: Parte de nuestro ADN

Nos apasiona el desafío de brindar satisfacción a nuestros clientes.

Innovamos y damos valor a la experiencia de los clientes con nuestro servicio.

Seguridad: Intransable

Cuidamos de nosotros y de los demás.

Trabajamos con altos estándares de seguridad.

Vivimos la seguridad en nuestro actuar y nuestras decisiones.

Eficiencia: Clave en nuestro quehacer

Trabajamos en equipo y nos coordinamos para maximizar el buen uso de los recursos.

Controlamos nuestros costos sin arriesgar jamás la seguridad y la calidad de servicio

Integridad: Hacemos lo correcto

Actuamos con transparencia, honradez y rectitud.

Valoramos a las personas y les damos un trato respetuoso.

Identificación de la Sociedad

Razón Social	Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Nombre de Fantasía	Saesa
Rol Único Tributario	76.073.162-5
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 24147010
Fax	(2) 24147009
Correo Electrónico	info@saesa.cl
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Valores	N° 1072
Fecha Inscripción Registro de Valores	19/05/2011
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 05 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.007 N°31.134 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

Antecedentes Relevantes

Antecedentes Financieros Consolidados

	MM\$	MM\$
	2012	2011
Ingresos	243.606	283.112
Margen Bruto	84.299	76.123
Ganancia	21.174	15.366

Activos	671.817	614.670
Pasivos	292.137	236.336
Patrimonio	379.680	378.334

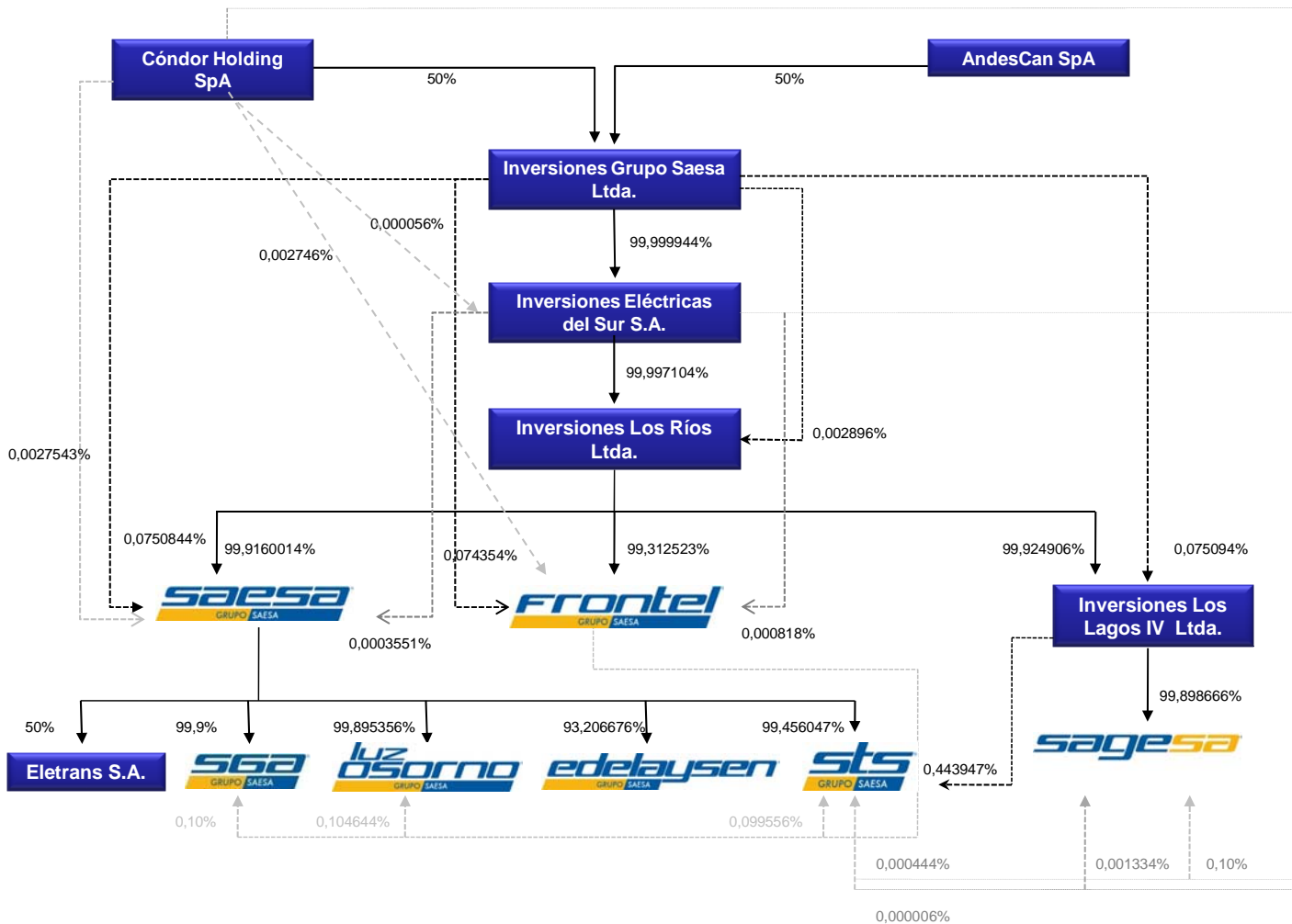
Inversiones	36.023	31.935
EBITDA	44.711	38.535

Cifras Operacionales

	2012	2011
Venta de Energía (GWh)	1.842	1.693
Clientes (Miles)	366	356
Trabajadores	353	318
Líneas AT (km)	155	155
Líneas MT (km)	11.029	10.974
Líneas BT (km)	8.348	8.217
MVA Instalados (MT/BT)	507	510

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de la Sociedad, Inversiones Los Ríos Ltda., posee un 99,9160014% de Saesa, en forma directa.

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2012, el número de accionistas de Saesa alcanzaba a 151, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Acciones		Total Acciones	%
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	371.661.603	8.997.443.992.100	8.997.815.653.703	99,9160%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
Condor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,0028%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,0014%
Inmobiliaria Sabra Alicia Ltda.	1.962	58.849.343	58.851.305	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda	1.307	39.211.746	39.213.053	0,0004%
Inversiones Electricas del Sur S.A	1.066	31.978.511	31.979.577	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,0003%
Conca Hnos. Ltda..	791	23.730.085	23.730.876	0,0003%
Radiodifusoras Australes Soc.Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,0002%
Otros Accionistas	6.250	187.619.961	187.626.211	0,0021%
Total	620.093.318	9.004.759.956.419	9.005.380.049.737	100%

Durante el año 2012, se registraron las siguientes transacciones de acciones:

a) Disminución de Acciones: Producto de la fusión de Sociedad Austral de Electricidad S.A. (en adelante "Antigua Saesa") en Inversiones Los Lagos II S.A. (que pasó a denominarse, después de materializada la fusión "*Sociedad Austral de Electricidad S.A.*") se produjo la materialización de la disminución de acciones correspondientes a los accionistas que se acogieron a retiro producto de la fusión en 2011.

b) Compraventa de Acciones:

Vendedor	Comprador	Fecha	Acciones		Total Acciones
			Serie A	Serie B	
Marta Lavandero Pascal	SEMPRA Chile S.A.	16-08-2012	534	16.020.980	16.021.514

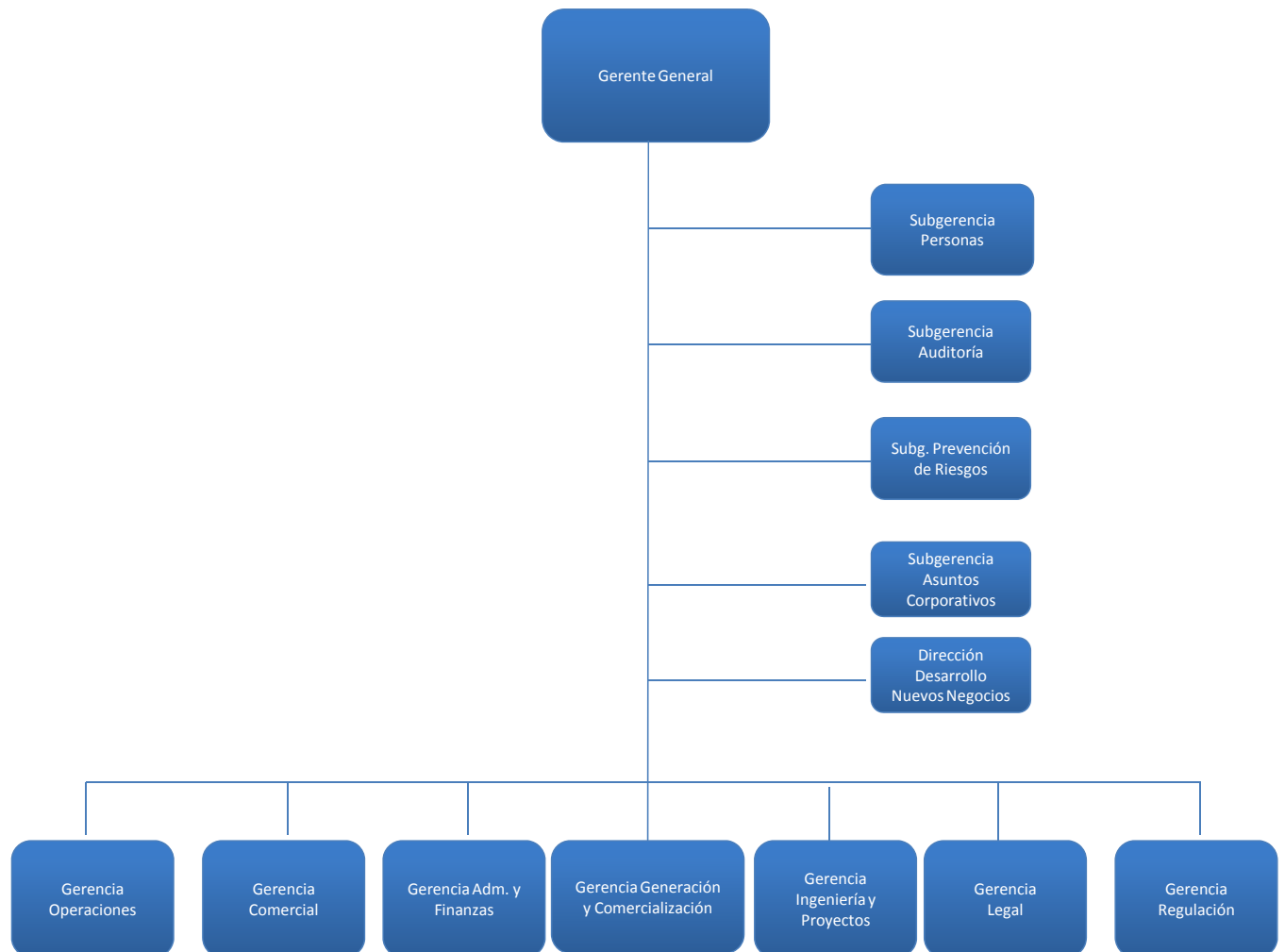
Directorio

Presidente	Jorge Lesser García-Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Vicepresidente	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9
Directores	Juzar Pirbhai/ Bachiller en Letras con mención en Economía/ Extranjero
	Olivia Steedman / Ingeniero Bachiller en Ciencias/ Extranjero
	Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil Industrial/ Rut 7.011.905-6
	Waldo Fortín / Abogado / 4.556.889-K
	Kevin Roseke / Licenciatura en Comercio / Extranjero
	Ben Hawkins / Maestría en Administración de Empresas / Extranjero

Administración

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6
Gerente Operaciones	Raúl González Rojas/ Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 7.741.108-9
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial / RUT 9.987.057-5
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K
Gerente Comercial	Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial / RUT 7.256.279-8
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Eléctrico/ RUT 7.810.810-K
Gerente Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Vacante
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7
Subgerente de Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza / Periodista / RUT 8.750.218-K
Director Desarrollo Nuevos Negocios	Iván Reyes Trujillo / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 6.069.138-K
Auditores Externos	Deloitte

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

GRAN AVANCE EN LA MEJORA DE CALIDAD DE SERVICIO

En marcha durante todo 2012, el “Plan de Calidad Técnica” del Grupo Saesa, tuvo por objeto coordinar las iniciativas de inversión y mantenimiento orientadas a mejorar los índices de calidad de suministro. La implementación de este plan arrojó significativos avances, que permitieron superar las metas definidas como compañía, tanto en zonas urbanas como rurales.

Hacia fines del periodo, los indicadores de calidad de servicio, tanto en frecuencia como en extensión de interrupciones, exhibieron números muy por debajo de los límites exigidos por el organismo regulador en las cuatro distribuidoras del grupo. En el año 2012 se obtuvo un progreso significativo en los indicadores en comparación al año anterior respecto del estándar de servicio para un 41% de clientes.

Durante el año 2012 se desarrollaron proyectos de mejoras para los alimentadores con indicadores de calidad más críticos. Estas mejoras contemplaron el cambio de red aérea de media tensión a red protegida, la incorporación de equipamiento de operación, mantenimiento de equipos y aumento de potencia (S/E de mayor capacidad).

Adicionalmente, y en uno de los programas que registra el mayor impulso e inversión de los últimos 5 años, el Plan de Roce ejecutado logró despejar 3.858 kilómetros de líneas de baja y media tensión; sin duda una cifra importante, especialmente si se considera que la operación del Grupo Saesa se desempeña en las regiones de mayor densidad de bosques del país.

La mejora de los índices de calidad se sustenta en el compromiso de alcanzar el objetivo estratégico de la compañía de convertirse en “la mejor empresa del Sur de Chile”.

SEGURIDAD, NUESTRO VALOR CORPORATIVO INTRANSABLE

La nueva Política de Seguridad y Tolerancia Cero que se implementó durante 2012, atendió fundamentalmente uno de los objetivos más importantes para el Grupo Saesa, y que dice relación, con velar por la seguridad, integridad y salud de los trabajadores y colaboradores, para lo cual se le asignó a todos sin excepción la responsabilidad del conocimiento y cumplimiento de las medidas preventivas, así como el impulso de las buenas prácticas laborales, asignándosele de éste modo, la condición de ser un compromiso permanente e intransable.

Con la finalidad de poner en práctica esta nueva política en términos de seguridad, se continuó con el avance de diversos talleres tales como “Motivación y Autocuidado”, formación de monitores como “Guías de Ejercicios Compensatorios”, “Autocuidado y Salud Ocupacional para Líneas Vivas” y “Primeros Auxilios”, lo que arrojó un total de más de 18.500 horas de capacitación. Además, se implementaron campañas de “Vida Saludable y Alimentación Sana”, lo que fue muy bien recibido por los trabajadores de la compañía.

En el aspecto técnico se desarrollaron, al igual que en años anteriores, actividades especialmente diseñadas tanto para linieros de los diferentes procesos como para supervisores y jefes de faenas. Estas tareas se desarrollaron en el ámbito eléctrico y forestal, donde participaron brigadas de Obras y Mantenimiento, de Operaciones, Roce, Líneas Vivas, Generación y brigadas comerciales para el “Plan de Emergencias Climáticas”, contabilizando más de 22.600 horas de capacitación técnica.

Con la finalidad de aumentar la eficacia laboral, se llevó a cabo un continuo desarrollo de construcción y elaboración de “Instructivos Técnicos de Trabajo” asociados a Distribución, Transmisión, Generación y Líneas Vivas. Para ello se han confeccionado manuales y revistas electrónicas específicamente para las actividades de Distribución, Transmisión, Forestal y Líneas Vivas.

Se implementó una nueva herramienta que medirá los estándares de seguridad establecidos por la compañía, dando paso al “Plan SAESA”, el que controló con diversas acciones, las actividades preventivas básicas establecidas para el buen desarrollo de las labores encomendadas. Cinco fueron los ítem medidos: Seguridad, Actitud, Educación, Salud y Autocuidado logrando como resultado un cumplimiento del 84%.

Al hacer un resumen del año 2012, es posible afirmar que fue un año de importantes y positivos cambios.

GRANDES PROYECTOS EN DESARROLLO

- **Puesta en marcha del Proyecto Puyehue Rupanco**

El proyecto de interconexión de mini centrales al SIC denominado “Puyehue Rupanco”, contempla la evacuación de más de 150 MW de doce centrales hidroeléctricas por una línea común ubicada en las inmediaciones de los lagos que dan nombre al proyecto. Su potencial de transmisión es de 180 MW, disponiendo de holguras para la conexión de nuevas generadoras. El sistema cuenta con 179 KM de líneas y sus respectivas subestaciones, e implica una inversión total de US\$65 millones.

El proyecto logró acuerdos con ocho empresas generadoras para la evacuación conjunta y la integración de línea pre-existentes en orden a minimizar el impacto ambiental de la zona. El trámite de concesiones derivó en servidumbres voluntarias. Se dio estricto cumplimiento al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) y se realizó una intensa sociabilización con la comunidad logrando acuerdos entre éstas, las empresas y las autoridades.

La puesta en servicio de este sistema de transmisión también permite mejorar las condiciones de calidad y continuidad del servicio eléctrico a los clientes en el entorno de los lagos señalados.

- **Central Monreal, asegurando el abastecimiento de Aysén**

La Sociedad, a través de su filial Edelayen, ha desarrollado este proyecto, emplazado en la Región del Aysén, consiste en la construcción de una mini central hidroeléctrica de pasada que aprovecha el desnivel del Lago Paloma y Lago Monreal, para generar 3MW, construida en un tiempo récord de 10 meses.

La inversión en este proyecto de generación, alcanza los US\$ 12 millones. Su entrada en operación en enero de 2013 y su principal impacto en la comunidad es contribuir al abastecimiento de energía en la región a través de energía limpia, logrando una disminución considerable de consumo de combustible y con ello una baja en las emisiones de CO₂.

- **Licitación Troncal, un nuevo gran paso**

Saesa, tras su participación en la licitación Troncal a través del consorcio formado con Chilquinta Energía S.A., logró la adjudicación de dos proyectos para la ampliación del Sistema Interconectado Central (SIC). Se trata de las nuevas líneas 2x 220 kV Cardones- Diego de Almagro, y de la 2x 220 kV Ciruelos- Pichirropulli.

La inversión estimada para materializar ambos proyectos es de aproximadamente US\$150 millones, y el plazo de construcción es de 5 años.

De esta manera el Grupo Saesa concreta su interés por ser un actor relevante en todos los segmentos de la energía en Chile, contribuyendo así con el desarrollo energético que el país requiere.

PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Saesa mantiene su respaldo al desarrollo de este programa conectando a las familias y comunidades más alejadas de los centros urbanos, que reciben felices la llegada de electricidad.

Cada uno de los proyectos conectados ratifica el gran compromiso y esfuerzo de la Sociedad con las comunidades en las regiones donde opera. Estas obras son financiadas por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), la empresa y los beneficiarios de los proyectos. Conectar y mantener la continuidad del suministro en los aislados sectores de la zona sur de nuestro país, es una labor que nos llena de satisfacción, sobre todo por la gran complejidad que trae consigo la materialización de estas obras.

Durante el año 2012, se conectaron cinco proyectos, con un presupuesto de M\$ 721.157, con 127 beneficiarios.

Además, durante al año 2012, en conjunto con su relacionada Frontel, se contrataron treinta y seis proyectos de Electrificación Rural, con un presupuesto estimado de más de cuatro mil millones de pesos y que beneficiarán a 862 familias de sectores rurales.

GESTIÓN COMERCIAL

Las actividades en el año 2012 se han focalizado en la prestación de productos y servicios orientados a responder de manera integral a los requerimientos y necesidades que planteen los clientes a la compañía, contando con una mejor información y coordinación que atienda en forma oportuna a estos requerimientos de manera de asegurar la calidad de dichos servicios o productos.

Focos de atención:

- Expansión de la oferta de proyectos, productos y servicios, controlando la calidad y oportunidad de estos a nuestros clientes.
- Fortalecer la relación con los clientes y la autoridad, a través de paneles de clientes, reuniones con autoridades gubernamentales y SEC para las distintas zonas, generación de políticas comerciales que unifiquen los sistemas de atención a los clientes dentro de toda nuestra zona de concesión. Además, se incrementó la participación en eventos en las distintas regiones, lo que nos permitió mejorar nuestro posicionamiento dentro de ellas.

Participación en proyectos de Alumbrado Público

Uno de los proyectos relevantes de AP en el año para la Sociedad, fue la “Reposición de Alumbrado Público Panguipulli”. Iniciativa que genera un nuevo rostro en las calles de la ciudad durante la noche, basado en un sistema de iluminación con tecnología LED. Esta iniciativa de la Ilustre Municipalidad de Panguipulli fue ejecutada por Saesa, aplicando una tecnología más económica por su mayor rendimiento y bajo consumo. Consistió en el cambio de 107 luminarias de sodio por lámparas LED, mejorando la estética y seguridad de este punto turístico en la zona sur.

Servicio de Arriendo de Equipos Electrógenos (grandes clientes, respaldo)

La provisión de generación de respaldo es un importante servicio para los clientes, cuya continuidad de suministro para sus procesos es de alta relevancia.

Esta actividad hoy en día cuenta con una gran cantidad de centrales en funcionamiento, con las que se brinda servicio a diversos clientes distribuidos en las distintas zonas de concesión. Desde Lautaro, con dos centrales instaladas a Eagon Lautaro, hasta Castro con una potencia instalada de 1600 KW al cliente Biomar ubicado en esa comuna.

Para el año 2012, se adicionaron Nestlé Puelche con dos centrales de dos unidades de 800 KW, Biomar Castro, con una unidad de 800 KW, Alitec-Pargua con dos unidades de 800 KW.

Considerando que el grupo Saesa comenzó en el 2008 con la instalación de 7 centrales, a diciembre 2012 este servicio cuenta con una cantidad de 18 clientes con 47 grupos generadores (43 de 800 KW y 4 de 400 KW) instalados, totalizando 36 MW de potencia instalada lo que posiciona a la Compañía como un actor relevante en este negocio.

Rediseño de Boleta de Suministro Eléctrico

Se rediseñó la boleta de suministro eléctrico reduciendo su tamaño en un 42%, lo que se traduce en un menor uso de papel equivalente a 250 árboles al año.

Participación en Ferias de Negocios

El año 2012 estuvo marcado por una gran participación del Grupo Saesa en distintas ferias y eventos de la región, todo esto con el objetivo de posicionar la marca y dar a conocer los distintos productos y servicios disponibles para los clientes. Algunas de ellas: Encuentro Empresarial del Sur (ENE Sur), Aquasur, Cámara CCHC, Seminario Eficiencia Energética en Puerto Varas.

Una de las ferias más destacadas fue la Expoapemec, el Grupo Saesa fue la única empresa distribuidora y sub-transmisora presente en este evento organizado por la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas, que se realizó a mediados del mes de junio en el Espacio Riesco, Santiago. La Feria contó con la participación de más de cincuenta empresas expositoras representando a más de catorce países de Europa, Asia y América; sobre sesenta oradores especialistas y más de 1200 visitantes internacionales.

MEDIO AMBIENTE

La gestión de los residuos peligrosos generados por nuestra operación, continúa siendo parte importante del compromiso del Grupo Saesa con el medio ambiente, por lo que durante el año 2012 se retiraron desde diversas instalaciones de la compañía, aproximadamente 190 toneladas de residuos líquidos, compuestos por aceites de motor usado y agua contaminada con hidrocarburos y más de 630 toneladas de residuos sólidos, en los cuales se incluyen 535 toneladas correspondientes a transformadores en desuso, los que fueron transportados y dispuestos por empresas autorizadas.

Durante el año 2012, nuestra compañía sometió a evaluación de impacto ambiental por parte de la autoridad; cuatro nuevos proyectos relacionados a subestaciones de transmisión, líneas de transmisión y centrales generadoras mayores a 3 MW. Siendo aprobados en este mismo período por los respectivos Servicios de Evaluación Ambiental (SEA), dos proyectos que se encuentran en distintas etapas de implementación.

Junto con ello, se realizó la Campaña "Ponte las Pilas", que se llevó a efecto en conjunto con la SEREMI de Medio Ambiente de la Novena Región, en donde gracias a la implementación de cinco lugares fijos de recolección y siete campañas móviles, se logró llevar a disposición final autorizada más de nueve toneladas de pilas usadas altamente contaminantes.

VINCULACIÓN CON LA COMUNIDAD

Corridas Familiares

Estas actividades se desarrollan en conjunto con algunas municipalidades, convocando en conjunto a centenares de corredores profesionales y amateur, que recorren rutas de hasta 6 kilómetros en lo que se constituye en una fiesta deportiva, que por única vez en el año llega hasta las comunas más pequeñas con alto nivel de vulnerabilidad social.

El Grupo Saesa financia la actividad y junto con ello, entrega incentivos a los mejores corredores y a aquellos establecimientos educacionales con mayor cantidad de participantes.

Libsur Saesa

En su décimo cuarta temporada, la Liga del Básquetbol del Sur, incorporó dos nuevos equipos, sumando en total 16 clubes deportivos, logrando promover que cerca de mil niños y jóvenes de 12 ciudades desde Victoria hasta Castro pudieran practicar baloncesto de manera constante durante los 7 meses de duración del campeonato.

Libsur Saesa, no sólo fomenta y financia este deporte, sino que también involucra a las familias y comunidades a participar y apoyar a sus clubes, promoviendo valores como el trabajo en equipo y el compromiso deportivo.

NUESTRAS PERSONAS

	Saesa	STS	Edelaysen	Luz Osorno	Total
Gerentes y ejecutivos principales	26	-	1	-	27
Profesionales y técnicos	208	58	51	16	333
Administrativos y electricistas	119	8	15	7	149
Total	353	66	67	23	509

La visión de la Sociedad es ser la mejor empresa del Sur de Chile, comprometida con sus clientes, orgullo para sus trabajadores y protagonista del desarrollo regional. Sobre estos cimientos se basa la esencia de las acciones que la empresa realiza en beneficio de sus colaboradores, con el fin de que sientan y de verdad estén en un gran lugar para trabajar.

Esta premisa fue la que impulsó a la compañía a involucrarse en el Programa de Certificación Competencias Laborales, que -en conjunto con la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. - logró certificar a noventa y cuatro linieros en su oficio, quedando con ello absolutamente validados para su desempeño en redes eléctricas.

Durante el año 2012, los trabajadores y contratistas se capacitaron tanto presencialmente como vía on line a través de la plataforma E-learning, herramienta que permite entregar una solución eficiente a las necesidades de capacitación para nuestra compañía, cuya extensión abarca una amplia zona geográfica desde la Región del Bío Bío a la de Aysén.

Gracias al Programa Crece, que ya está en su octavo año de realización, se benefició a través de becas y/o financiamiento, estudios de post y pre grado a nuestros colaboradores. Durante el año 2012, treinta y nueve trabajadores recibieron este beneficio y ciento veinte ya están titulados.

Durante el año 2012, nuevamente se aplicó la encuesta de clima organizacional, que tuvo un 95% de tasa de respuesta, arrojando el positivo resultado de que logramos obtener el mejor clima laboral de los últimos cinco años, con un 81% de satisfacción.

Se destaca la entrega de distinciones de excelencia académica a los hijos de los trabajadores, la celebración masiva del Día del Trabajador, premiación al mejor empleado por zona, celebración de la Navidad con un beneficio especial para los contratistas y otros beneficios como tarifa eléctrica especial para consumo doméstico, seguro complementario de salud y dental, que incluye un seguro catastrófico y de vida, bonificaciones por matrimonios, nacimientos, defunciones, cargas familiares, horario de verano, entre otros.

Como es costumbre, en el mes de noviembre se realizó en la ciudad de Pucón la 52° Olimpiadas del Grupo Saesa, encuentro anual en el que participan los trabajadores y sus cónyuges, disfrutando de un fin de semana de competencias deportivas, entretenimiento y camaradería. En 2012, durante esta actividad se reconoció a 17 trabajadores por sus años de servicio.

Línea de Tiempo

- 1926: Nace la Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, pequeña empresa privada que suministra energía eléctrica a Lebu, Arauco y Carampangue.
- 1929: Saesa extiende sus servicios a Puerto Montt, Osorno y Valdivia, en la X Región.
- 1945: Nace la Cooperativa Eléctrica de Osorno para abastecer al sector rural de Osorno.
- 1946: CORFO y Endesa compran una participación mayoritaria en Saesa para agilizar el ambicioso "Plan de Electrificación del País", impulsado por el Estado.
- 1981: Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel, con 87,5% y 83,7% del capital respectivamente. En Coyhaique se crea la Empresa Eléctrica de Aysén S.A., Edelayen, como filial de Endesa.
- 1989: Frontel inicia actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones de 66/23 kV. Al año siguiente lo hace Saesa.
- 1994: Saesa se asocia con Transelec y crean Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, con una participación accionaria del 60% y 40%, repectivamente.
- 1995: Copec alcanza una participación de 93,88% en Saesa.
- 1996: Saesa adquiere a Transelec su 39,9% de las acciones de STS, logrando un 99.9% de la propiedad.
- 1998: Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelayen, licitadas por CORFO, extendiendo sus actividades a 1500 km, entre la VIII y la XI Región.
- 1999: Saesa adquiere el 99,9% de las acciones de Creo Ltda., en la X Región, STS, instalaciones de transmisión de Saesa, y de Cooperativa Eléctrica de Osorno Ltda., por un total de \$1.825 millones, aumentando significativamente su presencia en la X Región.
- 2000: Saesa y STS adecuan las instalaciones de transmisión que abastecen la Isla de Chiloé, quedando todo el sistema de transmisión de la isla energizado en 110 kV.
- 2001: En junio, se constituye la sociedad PSEG Chile Holding S.A., filial de PSEG Global Inc.
- En agosto, Inversiones PSEG Chile I Ltda., filial de PSEG Chile Holding S.A., adquiere el 93,88% de las acciones de Saesa y el 13,71% de las acciones de Frontel, que eran propiedad de Copec.

2002: El 31 de julio se incorpora a Saesa la totalidad de los accionistas y patrimonio de Saesa y de Inversiones PSEG Chile I Ltda., sociedades que se fusionaron.

2005: Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión. Se completa con éxito el financiamiento de largo plazo con aumento de capital de MM\$14.837 y refinanciamiento de pasivos en MUF 4.500.

2006: Tras completar la inversión en mejoramiento, la Empresa logra elevar los índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.

2007: Se inicia la construcción del Proyecto Chiloé, que construirá un sistema de transmisión en 220 kV, entre Puerto Montt y la Isla de Chiloé, con una inversión de US\$27 millones.

En agosto, Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General del Grupo Saesa.

Se obtiene un contrato por 1.800.000 UF, para el refinanciamiento del 100% de la amortización de los actuales bonos de largo plazo de Saesa. En diciembre se materializa la primera colocación de 300.000 UF.

2008: El 24 de julio el consorcio integrado, en partes iguales, por los fondos de inversión Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Fund, adquieren la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.

2009: Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$26.000 millones.

Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectado al SIC, mediante el cruce aéreo entre islas, desde Puluqui hasta Chidquapi.

En retail se alcanzan los 58 puntos de venta a través de toda la zona de concesión.

2010: Durante el mes de febrero un fuerte terremoto afectó al país por lo que la Sociedad y sus filiales tuvieron que enfrentar un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a los clientes desde Bio Bio hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.

Saesa y sus filiales Luz Osorno y Edelayen superan los 400 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.

- 2011:** La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).
- 2012:** En el mes de febrero asumió como Gerente General del Grupo Saesa, Francisco Alliende Arriagada. En septiembre fue inaugurado, junto al Ministro de Energía, Jorge Bunster, el Proyecto Puyehue Rupanco. En diciembre la Compañía colocó bonos de UF 2.500.000 para financiamiento de sus pasivos financieros.

Actividades de la Sociedad

Saesa es la principal filial del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Saesa distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, Región de La Araucanía, y Palena, Región de Los Lagos. En forma individual atiende a más 366 mil clientes.

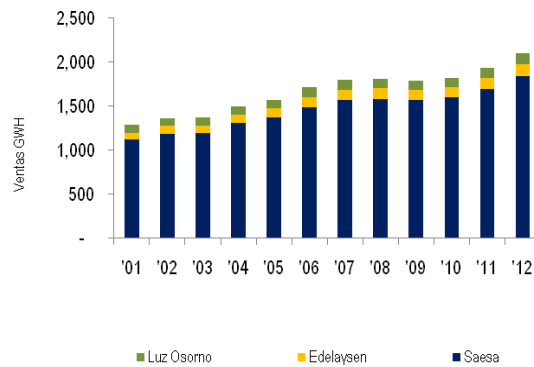
Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 155 km de líneas de 110 kV, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de la filial STS.

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

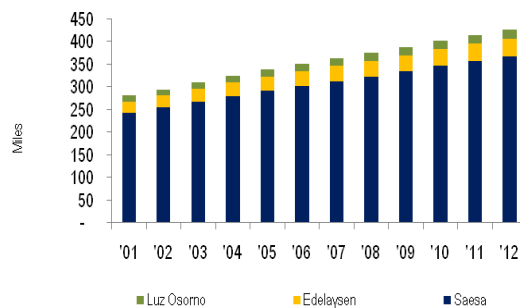
En los últimos 10 años, esta sociedad, ha presentado una tasa media de crecimiento en ventas de energía cercana al 5%. Factor clave en este crecimiento ha sido el importante desarrollo que ha experimentado la industria salmonera y sectores afines, especialmente en las provincias de Llanquihue y Chiloé, así como el sector forestal en la Provincia de Valdivia, además del sostenido crecimiento del consumo residencial. A partir del año 2010 el suministro está respaldado con contrato, 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.

Debido al complejo escenario originado por la quiebra de Campanario S.A. la Superintendencia de Electricidad y Combustible, 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 S.A., 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. En consideración a lo anterior, durante el primer trimestre de 2012 Saesa y su filial Luz Osorno, junto a la relacionada Frontel, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A, adjudicando a Endesa el bloque de suministro licitado, para el periodo mayo 2012-diciembre 2014.

Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor, Saesa realizó inversiones por un monto de \$10.848 millones durante el año 2012.



Las ventas de energía durante el 2012, de Saesa y sus filiales, alcanzaron a 2.096 GWh.



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio atendían a 426 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,9% respecto del año 2011.

Calidad de Servicio

Para Saesa, mejorar la calidad y eficiencia en el abastecimiento de electricidad es un objetivo permanente, tanto desde el punto de vista de la atención comercial, como de la calidad del producto. En la actualidad los indicadores de Saesa, tanto urbanos como rurales, presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

Inversiones Productivas

La eficiente política de inversiones de Saesa se traduce en una continua expansión de sus instalaciones, para así satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas del sur de la X Región y entregar un servicio cada vez mejor.

Las Instalaciones de Saesa y sus filiales son las siguientes:

	2012
Líneas Alta Tensión (km)	1.033
Líneas Media Tensión (km)	16.649
Líneas Baja Tensión (km)	9.904
MVA Instalados MT/BT	812

Sistemas Aislados

Saesa cuenta con una amplia experiencia en el desarrollo de proyectos de generación y distribución, orientados a satisfacer las exigencias de sectores aislados que no cuentan con una conexión al SIC y que requieren disponer de fuentes de electricidad las 24 horas al día para su desarrollo sustentable.

Actualmente, los sistemas aislados administrados por Saesa individual cuentan con 1.118 clientes, con ventas durante el año 2012 de 1.102 MWh. Por otro lado, a través de su filial Edelayen, cuenta con 2.032 clientes y ventas durante al año 2012 de 4.800 MWh.

Empresas Filiales

Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$13.694.783

Participación Soc. Austral de Electricidad S.A.: 99,46% (Directa e Indirecta)



La actividad principal de STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía a empresas generadoras, que tienen contratos de suministros con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, entre las cuales se encuentran Saesa, Frontel y cooperativas eléctricas. Las principales generadoras atendidas por STS son Puyehue y Capullo. STS presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

Estos servicios son remunerados mediante el pago de peajes por parte de

las generadoras, cuyos valores están estipulados en el nuevo decreto tarifario que fija las tarifas de subtransmisión, vigente a partir del 14 de enero de 2009.

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

Durante el año 2012, STS realizó inversiones por \$16.750 millones, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

Directorio y Administración

Presidente	Jorge Lesser García-Huidobro
Vicepresidente	Iván Díaz - Molina
Directores	Juzar Pirbhai-Olivia Steedman-Juan Ignacio Parot B.-Waldo Fortín-Kevin Roseke-Ben Hawkins
Gerente General	Francisco Allende Arriagada
Gerente Operaciones	Raúl González Rojas
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor Vidal Villa
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees
Gerente Comercial	Patricio Turén Arévalo
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández
Gerente Regulación	Rodrigo Miranda Díaz
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel
Subg. Prevención de Riesgos	Vacante
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz
Subgerente de Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza
Director Desarrollo Nuevos Negocios	Iván Reyes Trujillo

Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2012	2011
Ingresos	17.472	14.568
Margen Bruto	17.239	14.523
Ganancia	7.979	6.703
Activos	146.801	136.517
Pasivos	66.086	55.764
Patrimonio	80.715	80.753
Inversiones	16.750	17.122
EBITDA	13.648	10.833

Cifras Operacionales

	2012	2011
Trabajadores	66	65
Instalaciones propias		
Líneas AT 110-66 kV(km)	657	572
MVA Instalados 220-110-66 kV	720	480
MVA Instalados 220-110-66/23-13.2 kV	812	739
Instalaciones de Terceros operadas		
Líneas AT 110-66 kV(km)	251	222
MVA Instalados 110-66/23-13.2 kV	301,5	221

Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelayesen

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$37.005.894

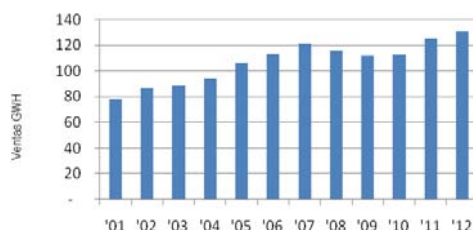
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 93,21% (Indirecta)



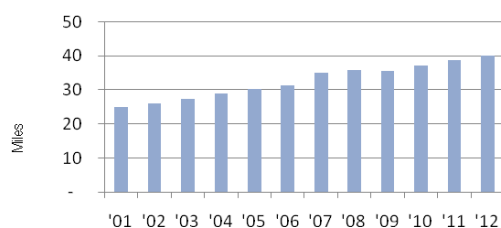
Edelayesen desarrolla sus actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén, a través de cinco sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins, Amengual-La Tapera y Santa Bárbara (Nueva Chaitén); y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera.

Esencialmente, la Empresa genera energía eléctrica y la distribuye en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

Edelayesen efectuó inversiones por \$6.383 millones durante el año 2012, que fueron destinadas fundamentalmente a aumentar la capacidad de generación, disminuyendo los costos de abastecimiento eléctrico de la zona.



Las ventas de energía durante el 2012 alcanzaron a 131 GWh.



Edelayesen al cierre del ejercicio atendía a 40 mil clientes.

Directorio y Administración

Presidente	Jorge Lesser García-Huidobro
Vicepresidente	Iván Díaz - Molina
Directores	Juzar Pirbhai-Olivia Steedman-Juan Ignacio Parot B.-Waldo Fortín-Kevin Roseke-Ben Hawkins
Gerente General	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Operaciones	Raúl González Rojas
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor Vidal Villa
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees
Gerente Comercial	Patricio Turén Arévalo
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández
Gerente Regulación	Rodrigo Miranda Díaz
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel
Subg. Prevención de Riesgos	Vacante
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz
Subgerente de Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza
Director Desarrollo Nuevos Negocios	Iván Reyes Trujillo

Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2012	2011
Ingresos	17.401	15.056
Margen Bruto	10.938	10.005
Ganancia	3.313	3.816
Activos	73.152	70.533
Pasivos	9.222	8.922
Patrimonio	63.930	61.611
Inversiones	6.383	3.258
EBITDA	5.969	5.762

Cifras Operacionales

	2012	2011
Venta de Energía (GWh)	131	125
Clientes (Miles)	40	39
Trabajadores	67	69
Líneas MT (km)	2.012	2.034
Líneas BT (km)	927	940
MVA Instalados (MT/BT)	39	43

	Cant. de Centrales	Potencia instalada (MW)
Viento	1	2,0
Hidroeléctrica	6	22,1
Diesel	18	27,1
Total	25	51,2



Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$10.557.505

Participación Soc. Austral de Electricidad S.A.: 99,9% (Indirecta)

Luz Osorno tiene por objeto la distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.

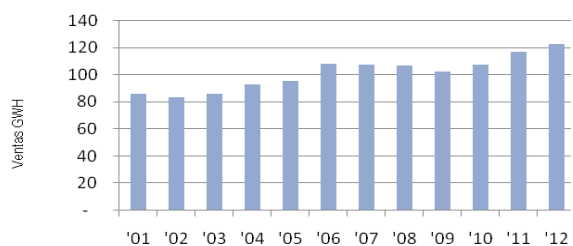
A partir del año 2010 el suministro está respaldado con contrato, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y consideran una duración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

Debido al complejo escenario originado por la quiebra de Campanario S.A. la Superintendencia de Electricidad y Combustible, 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

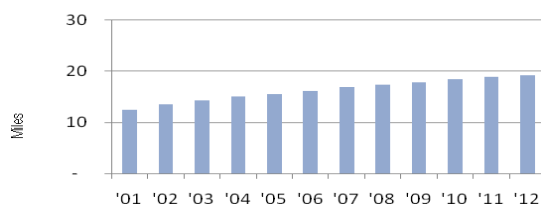
abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

En consideración a lo anterior, durante el primer trimestre de 2012 Luz Osorno, junto a su matriz Saesa y a la relacionada Frontel, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A, adjudicando a Endesa el bloque de suministro licitado, para el periodo mayo 2012-diciembre 2014.

En el ejercicio 2012 se efectuaron inversiones por \$2.042 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.



Las ventas de energía durante el 2012 alcanzaron a 122 GWh.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 19 mil clientes

Directorio y Administración

Presidente	Jorge Lesser García-Huidobro
Vicepresidente	Iván Díaz - Molina
Directores	Juzar Pirbhai-Olivia Steedman-Juan Ignacio Parot B.-Waldo Fortín-Kevin Roseke-Ben Hawkins
Gerente General	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Operaciones	Raúl González Rojas
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor Vidal Villa
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees
Gerente Comercial	Patricio Turén Arévalo
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández
Gerente Regulación	Rodrigo Miranda Díaz
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel
Subg. Prevención de Riesgos	Vacante
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz
Subgerente de Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza
Director Desarrollo Nuevos Negocios	Iván Reyes Trujillo

Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2012	2011
Ingresos	11.465	12.124
Margen Bruto	3.932	2.753
Ganancia	1.360	689
Activos	18.993	17.805
Pasivos	4.383	4.054
Patrimonio	14.610	13.751
Inversiones	2.042	815
EBITDA	2.344	1.328

Cifras Operacionales

	2012	2011
Venta de Energía (GWh)	122	117
Clientes (Miles)	19	19
Trabajadores	23	22
Líneas MT (km)	3.608	3.605
Líneas BT (km)	629	625
MVA Instalados (MT/BT)	66	66



Sociedad Generadora Austral S.A., SGA

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$3.160.921

Participación Soc. Austral de Electricidad S.A.: 99,9% (Directa)

El objeto de SGA es el desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica, y la adquisición de los mismos. Asimismo, prestar servicios y asesorías en todas las especialidades de la ingeniería y de diseño, construcción, mantención y operación de sistemas de transmisión para terceros, comercialización de energía y las demás actividades vinculadas con los objetos descritos, que acuerden sus organismos.

SGA fue constituida como consecuencia de la división de STS, aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 25 de junio de 2003, donde se acordó la división de dicha sociedad a contar del 31 de marzo de 2003. En virtud de esta división, se le asignaron y traspasaron a SGA activos, pasivos y patrimonio a los valores contables determinados al 31 de marzo de 2003.

Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2012	2011
Ingresos	26.411	63.937
Margen Bruto	2.258	4.666
Ganancia	2.929	2.750
Activos	10.438	19.500
Pasivos	3.348	6.671
Patrimonio	7.090	12.828
EBITDA	2.163	3.875

Directorio y Administración

Presidente	Jorge Lesser García-Huidobro
Vicepresidente	Iván Díaz - Molina
Directores	Juzar Pirbhai-Olivia Steedman-Juan Ignacio Parot B.-Waldo Fortín-Kevin Roseke-Ben Hawkins
Gerente General	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Operaciones	Raúl González Rojas
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor Vidal Villa
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees
Gerente Comercial	Patricio Turén Arévalo
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández
Gerente Regulación	Rodrigo Miranda Díaz
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel
Subg. Prevención de Riesgos	Vacante
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz
Subgerente de Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza
Director Desarrollo Nuevos Negocios	Iván Reyes Trujillo

Eletrans S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: MUS\$1.044

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 50% (Indirecta)

Con fecha 2012, la filial Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), constituyeron una sociedad denominada ELETRANS S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Al 31 de diciembre de 2012, la inversión de la filial Saesa alcanzaba M\$ 230.407.

Los proyectos adjudicados corresponden a: Nueva Línea 2x220 kV Ciruelos-Pichirropulli y Nueva Línea Cardones-Diego de Almagro 2x220 kV, los cuales serán construidos en un plazo de cinco años.

Eletrans S.A. tiene como principal objeto social, exclusivamente, la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica. El segmento de mercado principal de la Sociedad es la Transmisión Troncal, prestando servicios de transmisión de energía a empresas generadores que mantienen contratos de suministro con empresas distribuidoras o clientes libres.

Antecedentes Financieros

	MUS\$
	2012
Ingresos	-
Margen Bruto	-
Ganancia	(83)
Activos	982
Pasivos	21
Patrimonio	961
EBITDA	(106)

Directorio y Administración

Presidente	Luis Eduardo Pawluszek
Vicepresidente	Iván Díaz - Molina
Directores Titulares	Juan Ignacio Parot - Francisco Alliende - Carlos Mauer Díaz - Francisco Mualim
Directores Suplentes	Marcelo Luengo - Ben Hawkins - Jorge Lesser García-Huidobro - Víctor Vidal - Allan Hughes García - Manuel Pfaff Rojas
Gerente General	Fulvio Stacchetti Encalada
Subgerente General	Julio Herrera Mahan

Factores de Riesgo

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la alta administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

Los principales riesgos a los cuales está expuesto la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

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 septiembre de 2007, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.220, conocida como la "Ley Tokman", que perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos principalmente ante la quiebra de empresas eléctricas.

Posteriormente, mediante la publicación en el Diario Oficial de la Ley N° 20.257 en abril de 2008, se introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales.

En diciembre de 2009, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, DE 1978 y a otros cuerpos legales, con el objeto de que ese Ministerio sea el que será el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía.

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.

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, las filiales SGA y relacionada Sagesa S.A. venden toda de su energía a precios spot y establecen 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 semestre 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 Edelayson, 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 tarifados 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 fines de 2010.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir por un nuevo periodo de cuatro años. 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 de 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 consolidados de la compañía. Tal como se comentó en el párrafo anterior, en el primer periodo 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 las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, 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, las sociedades filiales Saesa, Frontel y Luz Osorno, 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.

Adicionalmente, preocupada de los resultados de los últimos procesos de Licitaciones realizadas durante el años 2012, con resultados desiertos en buena parte de ellos, la autoridad ha propuesto la elaboración de nuevas Bases de Licitación para los suministros requeridos desde el año 2015 en adelante, considerando la realización de licitaciones conjuntas, en las que se reúnan los requerimientos de demanda de toda la industria distribuidora. Se espera que durante el 2013 se de inicio y se desarrollen los procesos de licitación por demanda regulada.

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).

Riesgos de Mercado

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 87% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales.

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 (Cross Currency Swap).

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.

Gestión Financiera

Utilidad Líquida Distribuible

Conforme a lo estipulado en la Circular N° 1945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la Superintendencia de Valores y Seguros, en sesión de Directorio celebrada con fecha 7 de octubre de 2010 se acordó adoptar como política para el cálculo de la utilidad líquida distribuible para el ejercicio 2010 y posteriores, lo siguiente:

La Sociedad no aplicará ajustes al ítem "Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora" del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior, se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al ejercicio. Los ajustes de la primera adopción a IFRS, no formaran parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2012 asciende a M\$20.900.814.

Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

	M\$
Utilidad Líquida Distribuible ejercicio 2012:	
A pagar dividendo final N° 5	15.000.000
Utilidad a distribuir	15.000.000

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 5 de \$ 0,00166567 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.12. Este dividendo representa alrededor de un 72% de la utilidad.

Para los próximos años se espera repartir dividendos equivalentes al 30% de la utilidad.

Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2012 ascendía a M\$ 304.501.634 distribuido en 9.005.380.049.737 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2012 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	304.501.634
Ganancias (pérdidas) acumuladas	38.034.880
Otras reservas	23.609.620
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	366.146.134

Directorio

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 4 de enero, se tomó conocimiento de la renuncia de la señora Stacey Purcell, en su reemplazo se designó al señor Juzar Pirbhai hasta la Junta Ordinaria de Accionistas, en la que se efectuó la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores a los señores Jorge Lesser García - Huidobro, Iván Díaz - Molina, Robert Mah, Juan Ignacio Parot Becker, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juzar Pirbhai y Olivia Penelope Steedman.

En sesión de Directorio de fecha 12 de septiembre renunció a su cargo el director de la Sociedad señor Robert Mah. En la misma sesión, se designó como director reemplazante al señor Waldo Fortín.

Remuneración del Directorio y Gerentes

De conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 18.046, durante el ejercicio los Directores recibieron las siguientes remuneraciones por el ejercicio de sus funciones:

	Año 2012					Total	Año 2011
	Saesa	STS	Edelaysen	Luz Osorno	SGA		
Jorge Lesser G.	22.500	1.356	1.355	1.356	1.356	27.923	21.960
Iván Díaz M.	24.344	1.467	1.467	1.356	1.467	30.101	20.116
Pedro Pablo Errázuriz D.	0	0	0	0	0	0	892
Total	46.844	2.823	2.822	2.712	2.823	58.024	42.968

Durante el año 2012 y 2011, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

No existen gastos en asesorías del Directorio o incentivos tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

Corresponde a la próxima Junta Ordinaria de Accionistas fijar la remuneración de los Directores para el ejercicio 2013.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$1.748.460 al 31 de diciembre de 2012 y a M\$1.659.684 al 31 de diciembre de 2011 (incluye Antigua Saesa).

Durante el año 2012, las indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la Sociedad ascendieron a MM\$330. En el año 2011, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de Saesa.

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

La Sociedad y sus Filiales continuarán su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadora entre las regiones del Bío Bío y Aysén, y la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de los servicios públicos y la venta de productos y servicios asociados al negocio de distribución eléctrica, así como negocios complementarios que están asociados al uso de la extensión de la red de contacto cliente que tienen las empresas en el sur de Chile.

Las inversiones se desarrollan utilizando estrictos parámetros de decisión, tanto financieros como técnicos y estratégicos. El lineamiento básico que debe cumplir toda nueva inversión se relaciona con la claridad que exista en el marco legal en que se desenvolverá.

Las fuentes de financiamiento se administran en concordancia con el plan financiero de largo plazo de la Sociedad, sus filiales y relacionadas. 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.

Política de Dividendos

La política de reparto de dividendos para los próximos años será de por lo menos un 30%, con un adicional que se determinará de acuerdo con las restricciones de la Empresa, para cumplir con sus obligaciones financieras y políticas operativas.

Propiedades y Seguros

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, la Sociedad y sus filiales poseen para sus instalaciones pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria.

Hechos Relevantes

Durante el año 2012, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

En sesión de Directorio celebrada con fecha 4 de enero se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Gerente General de la Sociedad del señor Francisco Mualim Tietz; en su reemplazo se designó a don Francisco Alliende Arriagada a contar del 1 de febrero de 2012. En la misma sesión se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la señora Stacey Purcell, en su reemplazo se designó al señor Juzar Pirbhai, hasta la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2012, en la que se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2012, se procedió a la modificación de los artículos Décimo Tercero de los estatutos de la Sociedad, en que los acuerdos del Directorio se tomen por a lo menos cinco de sus ocho miembros.

Con fecha 11 de mayo de 2012 se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 12 de septiembre de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director Titular del señor Robert Mah. En relación con lo anterior, el Directorio acordó designar en su reemplazo al señor Waldo Fortín Cabezas, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

Con fecha 20 de diciembre, se efectuó una colocación en el mercado local de bonos de la Serie L, desmaterializados y al portador, emitidos con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro de Valores de esa Superintendencia bajo el número 397 con fecha 26 de noviembre de 2004, por una suma total de 2.500.000 Unidades de Fomento. Los fondos fueron destinados al prepago total de los Bonos Serie F efectuada en enero de 2013.

Declaración de Responsabilidad



Jorge Lesser
Presidente



Iván Díaz-Molina
Vicepresidente



Juzar Pirbhai
Director



Waldo Fortín
Director



Juan Ignacio Parot
Director



Ben Hawkins
Director



Olivia Steedman
Director



Kevin Roseke
Director



Francisco Alliende
Gerente General

Estados Resumidos

Sociedad Austral de Electricidad S.A. - Saesa

Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2012, 31 de diciembre de 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	128.384.265	99.546.272
Activos No Corrientes	543.432.740	515.123.253
Total Activos	671.817.005	614.669.525

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	147.078.759	98.747.783
Pasivos No Corrientes	145.057.991	137.587.588
Total Pasivos	292.136.750	236.335.371
Total Patrimonio Neto	379.680.255	378.334.154
Total Patrimonio Neto y Pasivos	671.817.005	614.669.525

Estados Consolidados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Margen Bruto	84.298.956	76123193
Ganancia Antes de Impuesto	26.702.007	18.530.071
Impuesto a las Ganancias	(5.528.392)	(3.163.768)
Ganancia	21.173.615	15.366.303

Estados Consolidados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	48.107.331	47.085.795
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(41.965.226)	(34.353.374)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	35.961.527	(1.312.838)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(3.878)	(5.524)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	42.099.754	11.414.059
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	24.179.665	12.765.606
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	66.279.419	24.179.665

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	378.334.154	361.684.127
Cambios en Patrimonio	1.346.101	16.650.027
Saldo Final Periodo Actual	379.680.255	378.334.154

Sistema de Transmisión del Sur S.A. - STS

Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2012, 31 de diciembre de 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	7.518.333	11.294.689
Activos No Corrientes	139.282.909	125.222.393
Total Activos	146.801.242	136.517.082

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	46.611.840	42.726.482
Pasivos No Corrientes	19.474.389	13.037.726
Total Pasivos	66.086.229	55.764.208
Total Patrimonio Neto	80.715.013	80.752.874
Total Patrimonio Neto y Pasivos	146.801.242	136.517.082

Estados Consolidados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Margen Bruto	17.239.120	14.523.027
Ganancia Antes de Impuesto	10.309.992	8.194.871
Impuesto a las Ganancias	(2.330.543)	(1.491.489)
Ganancia	7.979.449	6.703.382

Estados Consolidados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	19.394.475	13.664.312
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(19.284.016)	(18.882.894)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(382.713)	5.126.513
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	3.154	(8.082)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(269.100)	(100.151)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	510.578	610.729
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	241.478	510.578

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	80.752.874	77.125.586
Cambios en Patrimonio	(37.861)	3.627.288
Saldo Final Periodo Actual	80.715.013	80.752.874

Empresa Eléctrica de Aisén S.A. - Edelayen

Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2012, 31 de diciembre de 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	15.721.606	17.512.593
Activos No Corrientes	57.430.636	53.019.971
Total Activos	73.152.242	70.532.564

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	4.219.279	4.620.738
Pasivos No Corrientes	5.003.189	4.300.748
Total Pasivos	9.222.468	8.921.486
Total Patrimonio Neto	63.929.774	61.611.078
Total Patrimonio Neto y Pasivos	73.152.242	70.532.564

Estados Consolidados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Margen Bruto	10.938.152	10.004.621
Ganancia Antes de Impuesto	4.702.805	4.414.469
Impuesto a las Ganancias	(1.390.040)	(598.602)
Ganancia	3.312.765	3.815.867

Estados Consolidados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	7.143.408	6.754.262
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(10.413.697)	(3.529.575)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.144.944)	(1.201.940)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(3.088)	(6.891)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(4.418.321)	2.015.856
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	6.208.760	4.192.904
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	1.790.439	6.208.760

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	61.611.078	58.940.383
Cambios en Patrimonio	2.318.696	2.670.695
Saldo Final Periodo Actual	63.929.774	61.611.078

Compañía Eléctrica Osorno S.A. - Luz Osorno

Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2012, 31 de diciembre de 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	3.138.162	3.602.058
Activos No Corrientes	15.854.375	14.202.524
Total Activos	18.992.537	17.804.582

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	3.414.716	3.266.193
Pasivos No Corrientes	968.274	787.667
Total Pasivos	4.382.990	4.053.860
Total Patrimonio Neto	14.609.547	13.750.722
Total Patrimonio Neto y Pasivos	18.992.537	17.804.582

Estados Consolidados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Margen Bruto	3.932.085	2.753.293
Ganancia Antes de Impuesto	1.798.867	785.609
Impuesto a las Ganancias	(438.809)	(96.327)
Ganancia	1.360.058	689.282

Estados Consolidados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	2.790.795	1.674.421
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(2.416.574)	(928.791)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(408.015)	(1.038.908)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(1.007)	(42)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(34.801)	(293.320)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	373.712	667.032
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	338.911	373.712

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	13.750.722	13.554.015
Cambios en Patrimonio	858.825	196.707
Saldo Final Periodo Actual	14.609.547	13.750.722

Sociedad Generadora Austral S.A. - SGA

Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	10.305.074	19.300.167
Activos No Corrientes	133.224	199.595
Total Activos	10.438.298	19.499.762

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	3.346.964	6.671.421
Pasivos No Corrientes	1.046	-
Total Pasivos	3.348.010	6.671.421
Total Patrimonio Neto	7.090.288	12.828.341
Total Patrimonio Neto y Pasivos	10.438.298	19.499.762

Estados Consolidados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Margen Bruto	2.257.660	4.666.239
Ganancia Antes de Impuesto	3.467.164	3.546.367
Impuesto a las Ganancias	(537.722)	(796.581)
Ganancia	2.929.442	2.749.786

Estados Consolidados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(1.498)	4.716.709
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	8.184.881	(6.012.471)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(8.000.000)	-
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	1	
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	183.384	(1.295.762)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	1.054.135	2.349.897
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	1.237.519	1.054.135

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	12.828.341	8.163.356
Cambios en Patrimonio	(5.738.053)	4.664.985
Saldo Final Periodo Actual	7.090.288	12.828.341

Eletrons S.A.

Estado Consolidado de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2012)

	31/Dic/2012
MUS\$	
ACTIVOS	
Activos Corrientes	233
Activos No Corrientes	749
Total Activos	982

	31/Dic/2012
MUS\$	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	
Pasivos Corrientes	21
Pasivos No Corrientes	-
Total Pasivos	21
Total Patrimonio Neto	961
Total Patrimonio Neto y Pasivos	982

Estado Consolidado de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2012)

	31/Dic/2012
MUS\$	
Margen Bruto	-
Resultado Antes de Impuesto	(104)
Ganancia por Impuesto a las Ganancias	21
Ganancia	(83)

Estado Consolidado de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2012)

	31/Dic/2012
MUS\$	
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(153)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(719)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	1.044
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(2)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	170
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	170

Estado Consolidado de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2012)

	31/Dic/2012
	Total Cambios en Patrimonio Neto
MUS\$	
Saldo Inicial Reexpresado	1.044
Cambios en Patrimonio	(83)
Saldo Final Periodo Actual	961

Estados Financieros

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Sociedad Austral de Electricidad S.A.

Av. Providencia 1760
Pisos 6, 7, 8, 9, 13 y 18
Providencia, Santiago
Chile
Fono: (56-2) 729 7000
Fax: (56-2) 374 9177
e-mail: deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales, que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2012 y 2011 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2012 y 2011 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos

Como se explica más ampliamente en Nota 1 y de acuerdo con los planes de reorganización societaria del Grupo Saesa, la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. y la Sociedad relacionada Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. fueron fusionadas con fecha 31 de mayo de 2012.

Deloitte.

Marzo 27, 2013
Concepción, Chile



René González L.
Rut.: 12.380.681-6

CIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	66.279.419	24.179.665
Otros Activos Financieros, Corrientes	5	64.877	2.263.678
Otros Activos no Financieros, Corrientes		608.955	493.918
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	50.588.091	58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	7	878.746	612.121
Inventarios Corrientes	8	7.455.580	8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	9	2.508.597	4.849.495
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		128.384.265	99.546.272
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		128.384.265	99.546.272
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	7.704.170	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente		124.938	130.165
Cuentas por Cobrar No Corrientes	6	12.194.142	8.322.536
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		230.407	-
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	24.082.911	24.691.511
Plusvalía	12	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	316.786.742	291.649.335
Activos por Impuestos Diferidos	14	7.893.424	8.156.070
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		543.432.740	515.123.253
TOTAL ACTIVOS		671.817.005	614.669.525

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	15	87.099.155	25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	24.216.589	37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	18.163.175	17.473.703
Otras Provisiones a Corto Plazo	18	715.227	893.041
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	9	2.240.703	3.565.920
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	18	3.383.340	2.800.331
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	11.260.570	10.930.641
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		147.078.759	98.747.783
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		147.078.759	98.747.783
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	116.812.093	116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	13.198.224	11.957.215
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	20	11.761.185	6.146.205
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	3.286.489	3.075.367
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		145.057.991	137.587.588
PATRIMONIO			
Capital Emitido	21	304.501.634	304.502.828
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	21	46.764.636	44.604.747
Otras Reservas	21	23.609.620	24.574.685
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		374.875.890	373.682.260
Participaciones No Controladoras	21	4.804.365	4.651.894
TOTAL PATRIMONIO		379.680.255	378.334.154
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		671.817.005	614.669.525

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	Nota	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$	01/01/2011 al 31/12/2011 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	22	220.885.835	264.574.085
Otros ingresos, por Naturaleza	22	22.719.807	18.537.709
Materias Primas y Consumibles Utilizados	23	(159.306.686)	(206.988.601)
Gastos por Beneficios a los Empleados	24	(11.523.120)	(10.584.349)
Gasto por Depreciación y Amortización	25	(11.695.117)	(11.113.593)
Otros Gastos por Naturaleza	26	(28.064.819)	(27.004.409)
Otras Ganancias (Pérdidas)		114.172	181.858
Ingresos Financieros	27	1.118.360	822.114
Costos Financieros	27	(5.665.628)	(4.600.373)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		(20.037)	-
Diferencias de Cambio	27	817.283	(1.110.826)
Resultados por Unidades de Reajuste	27	(2.678.043)	(4.183.544)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		26.702.007	18.530.071
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(5.528.392)	(3.163.768)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		21.173.615	15.366.303
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		21.173.615	15.366.303
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		20.900.814	15.067.146
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	21	272.801	299.157
Ganancia (pérdida)		21.173.615	15.366.303
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	0,0023209	0,0016731
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	0,0023209	0,0016731

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$	01/01/2011 al 31/12/2011 M\$
Ganancia		21.173.615	15.366.303
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Pérdidas (ganancias) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		(827.210)	1.116.003
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		(827.210)	1.116.003
Coberturas del flujo de efectivo			
Pérdidas por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		(190.630)	(46.069)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(190.630)	(46.069)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(1.017.840)	1.069.934
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		36.254	5.960
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		36.254	5.960
Otro Resultado Integral		(981.586)	1.075.894
Resultado Integral Total		20.192.029	16.442.197
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		19.919.753	16.141.925
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		272.276	300.272
Resultado Integral Total		20.192.029	16.442.197

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de cambios en el patrimonio neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2012	304.502.828	-	-	-	(468.907)	101.693	-	24.941.899	24.574.685	44.604.747	373.682.260	4.651.894	378.334.154
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.502.828	-	-	-	(468.907)	101.693	-	24.941.899	24.574.685	44.604.747	373.682.260	4.651.894	378.334.154
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										20.900.814	20.900.814	272.801	21.173.615
Otro resultado integral					(826.826)	(154.235)			(981.061)		(981.061)	(525)	(981.586)
Resultado integral											19.919.753	272.276	20.192.029
Dividendos										(18.749.780)	(18.749.780)		(18.749.780)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(1.194)										(1.194)		(1.194)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios								15.996	15.996	8.855	24.851	(119.805)	(94.954)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto											-		-
Total de cambios en patrimonio	(1.194)	-	-	-	(826.826)	(154.235)	-	15.996	(965.065)	2.159.889	1.193.630	152.471	1.346.101
Saldo Final al 31/12/2012	304.501.634	-	-	-	(1.295.733)	(52.542)	-	24.957.895	23.609.620	46.764.636	374.875.890	4.804.365	379.680.255

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2011	304.485.617	-	-	-	(1.583.657)	141.790	-	12.616.103	11.174.236	41.880.616	357.540.469	4.143.658	361.684.127
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.485.617	-	-	-	(1.583.657)	141.790	-	12.616.103	11.174.236	41.880.616	357.540.469	4.143.658	361.684.127
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										15.067.146	15.067.146	299.157	15.366.303
Otro resultado integral					1.114.888	(40.109)			1.074.779		1.074.779	1.115	1.075.894
Resultado integral											16.141.925	300.272	16.442.197
Dividendos										(12.343.015)	(12.343.015)		(12.343.015)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	17.211										17.211		17.211
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios					(138)	12		12.325.796	12.325.670		12.325.670	207.964	12.533.634
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto											-		-
Total de cambios en patrimonio	17.211	-	-	-	1.114.750	(40.097)	-	12.325.796	13.400.449	2.724.131	16.141.791	508.236	16.650.027
Saldo Final al 31/12/2011	304.502.828	-	-	-	(468.907)	101.693	-	24.941.899	24.574.685	44.604.747	373.682.260	4.651.894	378.334.154

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujo de Efectivo Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2011 al 31/12/2011
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		317.143.511	321.073.120
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		316.861.154	320.790.363
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		0	77.713
Otros cobros por actividades de operación		282.357	205.044
Clases de pagos		(268.597.140)	(270.318.102)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(252.046.930)	(255.379.458)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(10.499.949)	(10.289.275)
Otros pagos por actividades de operación		(6.050.261)	(4.649.369)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(439.871)	(3.669.223)
Otras entradas (salidas) de efectivo		831	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		48.107.331	47.085.795
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(250.000)	0
Préstamos a entidades relacionadas		(10.085.500)	(13.744.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		14.691	4.750
Compras de propiedades, planta y equipo		(42.562.952)	(36.481.797)
Cobros a entidades relacionadas		10.085.500	15.087.200
Dividendos recibidos		0	0
Intereses recibidos		833.035	780.473
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(41.965.226)	(34.353.374)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		74.215.756	56.963.280
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		18.000.000	0
Total importes procedentes de préstamos		92.215.756	56.963.280
Préstamos de entidades relacionadas		16.941.213	18.525.000
Pagos de préstamos		(31.591.210)	(30.997.362)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(18.280.314)	(26.329.860)
Dividendos pagados		(17.093.044)	(15.085.850)
Intereses pagados		(6.230.874)	(4.388.046)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		35.961.527	(1.312.838)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		42.103.632	11.419.583
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(3.878)	(5.524)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(3.878)	(5.524)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		42.099.754	11.414.059
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		24.179.665	12.765.606
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4	66.279.419	24.179.665

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

1 Información General y Descripción del Negocio

Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Inversiones Los Lagos II S.A.), en adelante la “Sociedad” o “Saesa” se constituyó bajo el nombre “Inversiones Los Lagos II Limitada” (“**Los Lagos II**”) producto de la división de la sociedad Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades de responsabilidad limitada, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades que nacieron a raíz de dicha división, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada, Inversiones Los Lagos III Limitada e Inversiones Los Lagos IV Limitada. A Los Lagos II se le asignaron en dicha división las acciones que Inversiones Los Lagos Limitada mantenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (ver párrafo 3). Dicha división se efectuó mediante escritura pública de fecha 5 de agosto de 2009.

Mediante escritura pública de fecha 15 de diciembre de 2009, los Socios de Los Lagos II acordaron su transformación en sociedad anónima, pasando a denominarse “Inversiones Los Lagos II S.A.”

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad a lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011, se produjo la fusión por absorción de Sociedad Austral de Electricidad S.A. RUT N°96.956.660-5 (en adelante, la “**Antigua Saesa**”) en Los Lagos II, adquiriendo esta última, como continuadora, todos los activos y pasivos de Antigua Saesa, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos II S.A. pasó a denominarse, a partir de la fecha de materialización de la fusión, “**Sociedad Austral de Electricidad S.A.**”

El domicilio legal de la Sociedad es Isidora Goyenechea 3621, piso 20, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es la sociedad a través de la cual el fondo canadiense Ontario Teachers’ Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1072 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las sociedades filiales inscritas en el Registro de Entidades Informantes son Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116 y Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelayen, inscrita con el número 28.

En diciembre de 2011 el Grupo comenzó un proceso de reorganización empresarial, que terminó con la absorción de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante antigua STS) por parte de la relacionada Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., hoy denominada Sistema de Transmisión del Sur S.A., nueva STS, según los siguientes pasos:

- En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 30 de diciembre de 2011, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., se dividió en dos sociedades, subsistiendo la continuadora legal con la misma razón social y una nueva que se constituyó a raíz de la división, denominada SAGESA S.A., RUT 76.186.388-6, quedando esta última con el giro de la generación de energía eléctrica. Como consecuencia de esta división, al 31 de diciembre de 2011, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., discontinuó las operaciones principales de su negocio y las traspasó a Sagesa S.A. De acuerdo con lo indicado en la NIIF 5, la entidad deberá presentar y revelar información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los efectos financieros de las operaciones discontinuadas, el que debe ser comparativo para los períodos anteriores que se informe en los estados financieros.
- En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de Antigua Sistema de Transmisión del Sur S.A., Antigua STS, en la Sociedad

Austral de Generación y Energía Chile S.A, manteniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a esta última sociedad todos los activos y pasivos de Antigua STS y la sociedad resultante pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. La fusión mencionada ha sido tratada como una adquisición inversa, de acuerdo con lo indicado en la NIIF 3. Esto porque la entidad que mantiene sus características, desde un punto de vista de control societario y operacional, es la absorbida Antigua STS, y no la absorbente.

En relación a lo indicado en los pasos anteriores, los Estados Financieros de Saesa Consolidado incluyen, para el año 2011 los de Antigua STS y los estados financieros proforma de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile antes de la fusión, según la siguiente composición:

ACTIVOS	SAESA (Incluye Antigua STS)	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Ajustes de Consolidación	Proforma SAESA
	31/12/2011 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	24.174.665	5.000		24.179.665
Otros Activos Financieros, Corrientes	2.263.678			2.263.678
Otros Activos no Financieros, Corrientes	493.918			493.918
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	58.549.433			58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	612.121			612.121
Inventarios Corrientes	8.597.962			8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	4.783.375	66.120		4.849.495
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	99.475.152	71.120	-	99.546.272
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	99.475.152	71.120	-	99.546.272
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.757.630		7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente	130.165			130.165
Cuentas por Cobrar No Corrientes	8.322.536			8.322.536
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	24.691.511			24.691.511
Plusvalía	174.416.006			174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	291.439.703	209.632		291.649.335
Activos por Impuestos Diferidos	6.287.806	1.868.264		8.156.070
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	505.287.727	9.835.526	-	515.123.253
TOTAL ACTIVOS	604.762.879	9.906.646	-	614.669.525

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA (Incluye Antigua STS)	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Ajustes de Consolidación	Proforma SAESA
	31/12/2011 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	25.613.298			25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	37.470.849			37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7.960.809	9.512.894		17.473.703
Otras Provisiones a Corto Plazo	893.041			893.041
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	3.564.094	1.826		3.565.920
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	2.800.331			2.800.331
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	10.930.641			10.930.641
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	89.233.063	9.514.720	-	98.747.783
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	89.233.063	9.514.720	-	98.747.783
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	116.408.801			116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	11.915.289	41.926		11.957.215
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	6.146.205			6.146.205
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	3.075.367			3.075.367
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	137.545.662	41.926	-	137.587.588
PATRIMONIO				
Capital Emitido	304.502.828	393.050	(393.050)	304.502.828
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	44.613.602	(30.781)	30.781	44.604.747
Otras Reservas	24.574.685	(12.269)	3.414	24.574.685
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	373.691.115	350.000	(358.855)	373.682.260
Participaciones No Controladoras	4.293.039		358.855	4.651.894
TOTAL PATRIMONIO	377.984.154	350.000	-	378.334.154
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	604.762.879	9.906.646	-	614.669.525

Sociedad Austral de Electricidad S.A. mantuvo el control de nueva STS y su participación no varió significativamente respecto de las participaciones que tenía en antigua STS.

Actualmente la filial STS se encuentra en trámite de inscripción en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

La sociedad filial no inscrita es Sociedad Generadora Austral S.A., SGA.

Saesa y su filial Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Cautín (Región de La Araucanía) y Palena (Región de Los Lagos). La filial Edelayen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

La filial SGA (Sociedad Generadora Austral S.A.) comercializa energía eléctrica en el mercado spot del CDEC-SIC y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

La filial STS desarrolla la actividad de transmisión, que corresponde principalmente al servicio de transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes estados financieros consolidados, se presentan en miles de pesos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Los principios y criterios son aplicados uniformemente por todas las filiales.

Los Estados Financieros consolidados de la Sociedad y sus filiales, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 27 de marzo de 2013. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2012:

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIIF 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera – (i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez – (ii) Hiperinflación Severa	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – (i) Revelaciones – Transferencias de Activos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad y sus filiales en los montos reportados en estos estados financieros consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2013 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados anuales, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria.

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2015
NIIF 10, Estados Financieros Consolidados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 11, Acuerdos Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 27 (2011), Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 28 (2011), Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones - Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 – Estados Financieros Consolidados, Acuerdos Conjuntos y Revelaciones de Participaciones en Otras entidades – Guías para transición.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
Entidades de Inversión – Modificaciones a NIIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
CINIIF 20, Costos de desbroce en la fase de producción de una Mina de Superficie.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

La Administración estima que la futura adopción de las normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

En la preparación de los estados financieros consolidados anuales se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el período de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros bajo NIIF.

Los supuestos y estimaciones usados en la preparación de los estados financieros consolidados son los siguientes:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Beneficios del personal - Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio

colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales, en los que se establece el compromiso por parte de ellas. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados del ejercicio.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad y sus filiales, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad y sus filiales han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados anuales de Saesa (Ex Los Lagos II) y filiales al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011.
- Los Estados de Resultados Integrales Consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.
- Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

2.5 Bases de preparación

Los presentes estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), según los requerimientos y opciones informadas por la Superintendencia de Valores y Seguros y representan la adopción integral, explícita y sin reserva de las referidas normas internacionales.

2.6 Entidades filiales

Son Sociedades Filiales aquellas en las que la Sociedad controla la mayoría de los derechos de voto, o sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas. Esta facultad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la propiedad, directa o indirecta del 50% o más de los derechos políticos de la Sociedad.

En el siguiente cuadro se muestran todas las sociedades en que se da la situación descrita en el párrafo anterior a la fecha de los presentes estados financieros consolidados:

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
				31/12/2012			31/12/2011
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
CHILE	77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,4560%	0,0000%	99,4560%	99,9000%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,2067%	0,0000%	93,2067%	93,2067%
CHILE	96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	USD	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%

2.7 Principios de consolidación y combinación de negocios

Las Sociedades filiales se consolidan por el método de integración global, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones entre la Sociedad y sus filiales.

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad y sus filiales, se han utilizado los siguientes principios:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor de mercado. En el caso que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.
- El valor de la participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las filiales consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integral consolidado.
- La conversión de los estados financieros de la filial Sociedad Generadora Austral S.A. con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - o Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - o Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambios existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
 - o Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación.

2.8 Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad y sus filiales se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones en monedas distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la moneda funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales es como sigue:

Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Peso Chileno
Sociedad Generadora Austral S.A.	Dólar Estadounidense

2.9 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realizan la Sociedad y sus filiales en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

Asimismo, al cierre de cada ejercicio, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, son traducidos a los tipos de cambio o valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	31.12.2012	31.12.2011
Dólar Estadounidense	479,96	519,20
Unidad de Fomento	22.840,75	22.294,03

2.10 Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos ni los pasivos, ni los ingresos ni los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

2.11 Propiedades, planta y equipo

Los bienes de propiedades, planta y equipo son registrados al costo de adquisición menos la depreciación acumulada y deterioros acumulados.

Adicionalmente al costo de adquisición o construcción de cada elemento, se incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales. El monto activado por este concepto ascendió a M\$1.455.635, por el año terminado al 31 de diciembre de 2012 y a M\$963.824, por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$1.601.433 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012 y a M\$1.278.124 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y filiales deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor

actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y filiales, revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Todos los bienes de Propiedades, planta y equipo adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad y filiales efectuaron su transición a las IFRS, fueron retasados por terceros independientes.

Las obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes corresponde a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar, son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad y sus filiales, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones o crecimientos) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

El resto de reparaciones y mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del ejercicio en que se incurren.

La depreciación será determinada, aplicando el método lineal, sobre el costo de los activos menos su valor residual, entendiéndose que los terrenos sobre los que se encuentran construidos los edificios y otras construcciones tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de depreciación.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan periódicamente, si es necesario, ajustando en forma prospectiva, si corresponde.

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

A continuación se presentan los principales períodos de vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y Equipos:	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
Equipos de tecnología de la información:	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas:	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, las Sociedades tienen concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

2.12 Activos intangibles

2.12.1 Plusvalía comprada

La plusvalía comprada representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida. La plusvalía comprada es inicialmente medida al costo y posteriormente medida al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en el caso de existir.

2.12.2 Servidumbres

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Los activos de vida útil indefinida no se amortizan.

2.12.3 Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas, y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.12.4 Gastos de investigación y desarrollo

Durante el ejercicio presentado, la Sociedad y sus filiales no han registrado gastos por este concepto, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el ejercicio en que ocurren.

2.13 Deterioro de los activos

La Sociedad y sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio de que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, se estima el valor recuperable del activo para determinar el alcance del deterioro.

En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo (UGE) a la cual pertenece el activo.

La Administración necesariamente aplica su juicio en la agrupación de activos que no generan flujos de efectivo independientes y también en la estimación, la periodicidad y los valores del flujo de efectivo subyacente en los valores del cálculo.

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar el valor libro de los respectivos activos.

El valor recuperable es el más alto valor entre el valor justo menos los costos de vender, y el valor en uso. Este último corresponde a los flujos futuros estimados descontados.

Si el valor recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se hubiese determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato.

La plusvalía comprada es revisada anualmente o cuando existan indicios de deterioro. El deterioro es determinado, para la plusvalía, evaluando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

Cuando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo es menor a su valor de libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado el menor valor de inversión, se reconoce una pérdida por deterioro.

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, plusvalía y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad y sus filiales en la mayoría de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad y sus filiales preparan las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo que reflejan las tasaciones de mercado vigentes del valor en el tiempo del dinero y los riesgos específicos del activo.

Para determinar la necesidad de deterioro de activos financieros relacionados con cuentas por cobrar, la Sociedad y sus filiales tienen políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre riesgo de incobrabilidad.

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad y sus filiales tienen políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones. Hasta la fecha no se han detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

2.14 Arrendamientos

Los arrendamientos en los que se transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

La Sociedad y sus filiales no presenta arrendamientos financieros, de haberlos, en aquellos en que actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo y un pasivo por el mismo monto, igual al valor razonable del bien arrendado, o bien, si éste fuera menor, al valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se asignan entre gasto financiero y reducción de la obligación. El cargo financiero se asigna a cada período pendiente durante el plazo del arrendamiento, de modo que se obtenga una tasa de interés constante sobre el saldo de la obligación.

El monto a amortizar del activo arrendado se asignará en cada período contable durante los períodos de uso esperado, de acuerdo con las políticas de amortización que adopte la Sociedad y sus filiales. En caso que exista certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento, el período de uso estimado será la vida útil del activo, de lo contrario el activo se amortiza en el plazo menor entre su vida útil o el plazo del arrendamiento.

Las cuotas de arrendamiento operativo se reconocen como gasto de forma uniforme durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

2.15 Instrumentos financieros

Un instrumento financiero corresponde a cualquier contrato que origina un activo financiero en una entidad y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad.

2.15.1 Activos Financieros no derivados

De acuerdo a lo definido por la Sociedad y sus filiales, los activos financieros no derivados son clasificados en las siguientes categorías:

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

Los instrumentos mantenidos hasta el vencimiento son aquellos activos financieros no derivados, con una fecha de vencimiento fija, con pagos en montos fijos o determinables, y para los que la entidad ha definido su intención y posee la capacidad de mantenerlos al vencimiento. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado.

b) Préstamos y cuentas por cobrar

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Estos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas a cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en derechos por cobrar no corrientes.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un activo financiero y de la asignación de los ingresos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por cobrar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del activo financiero.

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros, se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha que se compromete a adquirir o vender el activo.

2.15.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

2.15.3 Pasivos financieros no derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los costos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por pagar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del pasivo financiero.

2.15.4 Derivados y operaciones de cobertura

La contratación de este tipo de instrumento financiero sólo se realiza con propósitos de cobertura contable. La contratación de productos derivados se realiza para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc., a los que pudiera estar expuesta la Sociedad y sus filiales.

La realización de este tipo de operaciones se efectúa con estricto apego a la normativa internacional vigente que las regula y a los principios definidos por la Administración de la Sociedad y sus filiales. Las operaciones con instrumentos derivados deben cumplir con todos los criterios establecidos en la norma internacional NIC 39.

El desempeño de las operaciones en instrumentos derivados es monitoreado en forma frecuente y regular durante la vigencia del contrato, para asegurarse que no existan desviaciones significativas en los objetivos definidos, de manera de cumplir satisfactoriamente con los

lineamientos establecidos en la política y la estrategia adoptada por la Administración. De igual manera, en virtud de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la norma, la medición de la efectividad o desviaciones que puedan generarse durante la relación de cobertura, se realizará con una periodicidad trimestral. Cada vez que se autorice a operar con instrumentos derivados, deberá cuantificarse la efectividad de aquellos derivados contratados como instrumentos de cobertura. Esta efectividad deberá estar dentro de los límites definidos por la norma para ello (80% - 125%). Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad y sus filiales clasifican el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

a.1) Coberturas de valor razonable

Consisten en la designación de instrumentos de cobertura destinados a cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo, pasivo o compromiso en firme no reconocido en el balance, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.2) Coberturas de flujo de caja

Consisten en la designación de instrumentos de coberturas destinados a compensar la exposición a la variabilidad en los flujos de caja de un activo, un pasivo (como un swap simple para fijar los intereses a pagar sobre una deuda a tasa fluctuante), una transacción futura prevista altamente probable de ejecutar o una proporción de los mismos, en la medida que dicha variabilidad: i) sea atribuible a un riesgo en particular; y, ii) pueda afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.3) Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Este tipo de cobertura se define cuando la partida cubierta es una inversión neta en un negocio y cuya moneda funcional es diferente a la utilizada por la Sociedad y sus filiales.

Por cada instrumento de cobertura se confecciona un expediente en el que se identifica explícita y claramente el instrumento cubierto, el instrumento de cobertura, la naturaleza del riesgo y el objetivo de gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

La Sociedad y sus filiales en forma habitual realizan un análisis de sus contratos, con el objeto de reflejar de manera precisa y oportuna el valor de estos, así como también, para identificar posibles derivados implícitos. En caso de existencia de algún derivado implícito, la Sociedad y sus filiales proceden a su valoración y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.15.5 Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad y sus filiales se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad y sus filiales sólo tienen emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.16 Inventarios

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o valor neto de realización si éste es inferior.

2.17 Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas por el método de la participación en aquellas sociedades en que tiene una influencia significativa.

El método de la participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio neto, que representa la participación de la Sociedad en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con la Sociedad, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad (plusvalía comprada). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación a cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista el compromiso por parte de la Sociedad de reponer la situación patrimonial de la sociedad asociada, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Sociedad conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

En 2012, Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), constituyeron una sociedad denominada ELETRANS S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Al 31 de diciembre de 2012, la inversión de Saesa alcanzaba M\$ 230.407.

2.18 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.18.1 Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del estado financiero y se imputan a resultados en el rubro "Ingresos de actividades ordinarias" del estado de resultados en la medida que se devenga el servicio.

En "Otros pasivos No financieros No corrientes", la Sociedad ha incluido el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados al uso de activos de subtransmisión, que debe construir 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.

2.18.2 Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad y sus filiales cumplirán con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libro al cual se ha contabilizado el activo correspondiente, y se reconocen en el estado de resultados durante la vida útil del activo depreciable con un menor cargo por depreciación.

2.18.3 Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

2.19 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad y sus filiales esperan desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado financiero como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad y sus filiales tendrán que desembolsar para cancelar la obligación.

Las estimaciones de las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.

2.20 Beneficios a los empleados

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Normalmente esto corresponde a la proporción de un mes por cada año de servicio y a base del nivel de sueldo base. Este beneficio ha sido definido como un beneficio de largo plazo.

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, las cuales se actualizan en forma periódica. La obligación reconocida en el balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las utilidades y pérdidas actuariales se reconocen de inmediato en el estado de resultados dentro del costo de operación.

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 4,05% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe de los pasivos actuariales netos devengados al cierre del ejercicio se presenta en el ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

Los costos asociados a los beneficios de personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el período, son cargados a resultados en el período que corresponde.

2.21 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existieran obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad y sus filiales, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.22 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del período, se define como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados.

Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación se imputan, dentro del período de medición, reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía comprada que haya sido contabilizada en la combinación de negocios.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter perpetuo y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, en las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro impuestos a las ganancias, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva.

2.23 Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.

2.24 Ganancias por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante el mismo período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de alguna sociedad filial si en alguna ocasión fuera el caso. La Sociedad no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilusivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

2.25 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos períodos.

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuible la Sociedad no aplicará ajustes al ítem "Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora" del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al ejercicio. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.26 Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el ejercicio, determinados por el método directo. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones:

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW, los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC"), el cual tiene las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio;
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos operados por empresas integradas verticalmente, entre ellas la filial Edelayen, cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de la Región XI y XII, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas eléctricos del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica de este último.

3.1 Generación eléctrica

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En los Sistemas Interconectados como el SIC o el SING existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

- a) Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- b) Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, agregando el peaje por el uso de los sistemas de subtransmisión. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

El precio obtenido de las licitaciones de suministro al que las generadoras venden energía a las distribuidoras está establecido por contratos de largo plazo entre las partes. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010.

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de Edelayen, existe una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como

por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

3.2 Transmisión y subtransmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión adicional, existen instalaciones con acceso abierto e instalaciones que no tienen esta característica, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

Sistema	Cobro de Peaje
Transmisión Troncal	<p><u>Área de Influencia Común (desde Quillota a Charrúa)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada. 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. <p><u>Área No Común</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Pagado por generadores y usuarios finales, de acuerdo a su participación esperada en los flujos de potencia de cada tramo.
Subtransmisión	Peajes fijados por la Comisión Nacional de Energía ("CNE") cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones, más las pérdidas eficientes.
Transmisión Adicional	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios.

El Área de Influencia Común ("AIC") es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización, según el artículo 102 del DFL N°4, principalmente que se totalicen el 75% de las inyecciones y retiros de energía del sistema.

3.3 Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV, mientras que la oferta a voltajes mayores se entiende como transmisión.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian

instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Todo cliente, tanto regulado como libre (este último sea o no de la distribuidora), debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

a) Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de la siguiente forma:

- Precio Nudo Equivalente: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía. El Sistema de Transmisión Troncal se divide en dos zonas, un Área de Influencia Común (AIC), la que es financiada en 80% por las inyecciones (generación) y en 20% por los retiros (clientes). Las instalaciones troncales que no pertenecen al AIC se financiarán entre inyecciones y retiros, según el sentido de los flujos esperados.
- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras reales, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

El VAD, constituido por los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, se fijan cada 4 años, al igual que sus respectivas fórmulas de indexación.

b) Clientes Libres

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluyen aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes hayan optado por un régimen de tarifas libres por 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado.

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más un ajuste por precio de compra de energía y potencia.

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio

público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD. Durante el año 2009 se publicaron las nuevas tarifas de los SSAA, las que permanecerán vigentes hasta su próxima revisión, con ocasión del proceso tarifario de VAD del año 2012.

3.4 Marco regulatorio

3.4.1 Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, que contiene la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha ley, contenida en el Decreto Supremo N°327/97. Las últimas modificaciones a la Ley, y que tuvieron un positivo impacto en el sector, fueron introducidas por la Ley N°19.940 de marzo de 2004 ("Ley Corta I") y por la Ley N°20.018 de mayo de 2005 ("Ley Corta II").

Los aspectos principales de la legislación establecen que el costo de la energía para el consumidor final es una combinación del precio de generación y transporte, más un cargo único por el uso del sistema de transmisión, más los peajes de subtransmisión y el VAD.

3.4.2 Ley Corta I

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación y transmisión. Los principales cambios introducidos por esta ley fueron:

a) **Nuevo régimen para los sistemas de transmisión:** Se reconocen tres tipos de instalaciones de transmisión diferentes, dependiendo principalmente del tamaño y capacidad de sus redes: (a) Transmisión Troncal, (b) Subtransmisión y (c) Transmisión Adicional. Los dos primeros serán de acceso abierto y con tarifas reguladas.

- **Transmisión Troncal:** El peaje por uso del Sistema de Transmisión Troncal es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, y considera la anualidad del valor de inversión ("AVI"), con una tasa de retorno del valor de inversión ("VI") considerando la vida útil de los activos y la recuperación de los costos de administración, operación y mantenimiento ("COMA"). El VI y el COMA, así como sus fórmulas de indexación, son determinados cada cuatro años en el Estudio de Transmisión Troncal, el que identifica además ampliaciones y nuevas obras necesarias en el Sistema de Transmisión Troncal.

Los proyectos de ampliación son asignados al dueño del activo a ser ampliado, y los ingresos se ajustan cuando la ampliación entra en servicio y las nuevas obras requeridas son adjudicadas en procesos de licitación abierta al licitante que ofrezca el menor cargo por peaje por los siguientes 20 años.

El 80% de las tarifas son de cargo de las empresas generadoras que se encuentren dentro del AIC a prorrata del uso. El 20% restante son de cargo de las empresas distribuidoras y/o de los clientes no regulados también a prorrata del uso. Los pagos por peaje que hagan las empresas de servicio público de distribución eléctrica se traspasarán íntegramente a sus clientes regulados.

- **Subtransmisión:** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión se calcula considerando una rentabilidad de 10% sobre el valor de las instalaciones y su vida útil. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración, operación, mantención y pérdidas, son desarrollados por consultores contratados por las empresas con bases definidas por la CNE, quien luego emite un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.

- **Transmisión Adicional:** Son consideradas instalaciones adicionales las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.
- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio. En tanto aquellos con potencia instalada superior a 2 MW serán calificados como clientes libres.
- c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Son todos aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos (regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc.). El CDEC respectivo deberá operar, administrar y valorizar la prestación de estos servicios complementarios. Actualmente, el reglamento que tariffica estos servicios se encuentra pendiente.
- g) **Sistemas Medianos:** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarifficación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo ("CTLP").

3.4.3 Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación y a la inexistencia de las empresas generadoras en participar en las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras. Los principales cambios introducidos fueron:

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.
- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.
- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.

- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.
- e) **Ajuste a precios de mercado:** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.
- f) **Regulación de demanda de clientes regulados:** Los generadores tienen la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la CNE, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, cuyas funciones corresponden a labores de tipo fiscalizadora, reguladora y coordinadora.

- a) **Comisión Nacional de Energía ("CNE"):** Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"):** Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía:** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y subtransmisión y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC.
- d) **Centros de Despacho Económico de Carga ("CDEC"):** Organismos integrados por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión, que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico.

4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Efectivo en Caja	1.716.653	835.886
Saldo en Bancos	1.128.223	1.072.491
Otros instrumentos de renta fija	63.434.543	22.271.288
Totales	66.279.419	24.179.665

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como depósitos a plazo, fondos mutuos, de plazo inferior a 3 meses, que son tomados por la Sociedad y sus filiales de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

El aumento en el Efectivo y equivalente de efectivo corresponde al monto recibido por la colocación de la serie L por UF 2.500.000, cuyo objetivo principal es el pago de la serie F por un monto de M\$55.297.647, que de acuerdo con lo indicado en la Nota N°15 Otros Pasivos Financieros, se muestra en su totalidad en el corto plazo.

Todos estos instrumentos se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones.

b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y equivalentes al efectivo, es el siguiente:

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	66.279.419	24.172.341
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	-	7.324
Totales		66.279.419	24.179.665

5 Otros Activos Financieros Corrientes

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 la Sociedad y sus filiales presentan el siguiente saldo en este rubro:

Otros Activos Financieros	Corrientes	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Derivados (*)	64.877	2.263.678
Total	64.877	2.263.678

(*) Ver Nota 16.2.7

6 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	41.002.371	-	44.132.088	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	15.172.899	12.718.581	18.721.756	8.846.975
Totales	56.175.270	12.718.581	62.853.844	8.846.975

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	2.952.461	-	2.853.583	-
Otras cuentas por cobrar	2.634.718	524.439	1.450.828	524.439
Totales	5.587.179	524.439	4.304.411	524.439

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	38.049.910	-	41.278.505	-
Otras cuentas por cobrar, neto	12.538.181	12.194.142	17.270.928	8.322.536
Totales	50.588.091	12.194.142	58.549.433	8.322.536

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Facturados	38.705.334	45.421.576
Energía y peajes	22.205.840	19.316.435
Anticipos para importaciones y proveedores	791.599	3.371.767
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.208.418	3.638.444
Otros	14.499.477	19.094.930
No Facturados o provisionados	15.647.368	16.110.267
Peajes uso de líneas eléctricas	2.629.340	2.079.003
Energía en medidores (*)	12.084.124	13.508.245
Provisión ingresos por obras	630.415	277.580
Otros	303.489	245.439
Otros (Cuenta corriente empleados)	1.822.568	1.322.001
Totales, Bruto	56.175.270	62.853.844
Provisión deterioro	(5.587.179)	(4.304.411)
Totales, Neto	50.588.091	58.549.433

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes.

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Convenios de pagos y créditos	2.360.934	1.251.575
Anticipos para importaciones, proveedores y otros	1.091.559	3.612.367
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.838.833	4.707.644
Deudores materiales y servicios	3.251.766	4.050.893
Cuenta corriente empleados	1.822.568	1.322.001
Otros deudores	4.807.239	3.777.276
Totales	15.172.899	18.721.756
Provisión deterioro	(2.634.718)	(1.450.828)
Totales, Neto	12.538.181	17.270.928

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2012 es de M\$ 62.782.233 y al 31 de diciembre de 2011 es de M\$ 66.871.969.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza. Otro aspecto importante que establece el DFL 4/2006 artículo 225 letra a) es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL 4/2006 artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2012 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 425 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas de energía %
Residencial	371.128	33%
Comercial	33.640	31%
Industrial	2.833	24%
Otros	18.066	12%
Total	425.667	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad y sus filiales se distinguen 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, venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

Parte importante de los clientes son empresas distribuidoras y generadoras que integran el SIC, o grandes clientes que históricamente han mantenido sus compromisos y no se han requerido provisiones significativas. Como un hecho excepcional en 2011, la quiebra de una empresa generadora (Campanario), implicó realizar provisiones adicionales por el 100% de esta cuenta por cobrar neta (M\$537.134). Al 31 de diciembre de 2012 se han recuperado M\$251.889 como consecuencia de un reparto de fondos por parte del síndico de quiebra de Campanario. La Administración analiza caso a caso para determinar cualquier indicio de deterioro y estima, que a pesar de este caso, el riesgo general de crédito de la Sociedad está acotado.

- c) Al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31/12/2012	31/12/2011
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	14.259.472	14.639.377
Con vencimiento entre tres y seis meses	443.578	1.283.518
Con vencimiento entre seis y doce meses	552.926	602.504
Con vencimiento mayor a doce meses	335.810	240.993
Totales	15.591.786	16.766.392

El deterioro de los activos financieros se mide 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%

Para algunos clientes gubernamentales o importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, resultando en una provisión menor a la indicada.

- d) Al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-12						Saldo al 31-12-11					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	221.320	41.685.566	3.156	2.825.371	224.476	44.510.937	193.753	43.670.359	3.098	1.049.125	196.851	44.719.484
Entre 1 y 30 días	145.921	8.750.388	1.837	406.026	147.758	9.156.414	142.025	9.950.327	1.884	385.260	143.909	10.335.587
Entre 31 y 60 días	40.313	4.488.118	704	131.845	41.017	4.619.963	28.625	3.788.126	922	166.769	29.547	3.954.895
Entre 61 y 90 días	2.843	501.717	85	16.664	2.928	518.381	2.902	689.053	112	13.530	3.014	702.583
Entre 91 y 120 días	1.777	211.934	56	7.595	1.833	219.529	1.330	508.507	67	5.828	1.397	514.335
Entre 121 y 150 días	1.481	159.884	49	8.727	1.530	168.611	1.120	215.256	70	7.473	1.190	222.729
Entre 151 y 180 días	1.161	158.231	19	4.331	1.180	162.562	1.106	979.435	55	5.656	1.161	985.091
Entre 181 y 210 días	988	123.322	23	5.250	1.011	128.572	897	256.130	49	4.490	946	260.620
Entre 211 y 250 días	1.098	477.702	21	3.086	1.119	480.788	649	131.656	43	5.156	692	136.812
Más de 250 días	17.147	4.613.537	600	141.299	17.747	4.754.836	12.707	3.800.942	530	87.181	13.237	3.888.123
Totales	434.049	61.170.399	6.550	3.550.194	440.599	64.720.593	385.115	63.989.791	6.830	1.730.468	391.945	65.720.259

- e) Al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31/12/2012		31/12/2011	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	153	80.719	161	55.475
Documentos por cobrar en cobranza judicial	340	2.293.316	318	1.853.311
Totales	493	2.374.035	479	1.908.786

- f) El detalle de los movimientos en la provisión de deterioro de deudores es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	4.137.095
Aumentos (disminuciones) del período	1.199.126
Montos castigados	(507.371)
Saldo al 31 de diciembre 2011	4.828.850
Aumentos (disminuciones) del período	1.579.059
Montos castigados	(296.291)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	6.111.618

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2012 y 2011, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Provisión cartera no repactada	709.225	1.276.425
Provisión cartera repactada	869.834	(77.299)
Castigos del período	(296.291)	(507.371)
Recuperos del período	-	-
Totales	1.282.768	691.755

El valor libro de los deudores y cuentas por cobrar representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos.

7 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1 Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	371.661.603	8.997.443.992.100	8.997.815.653.703	99,9160%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
Condor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,0028%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,0014%
Manicke Ferré, Marola Jesús	1.962	58.849.343	58.851.305	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda	1.307	39.211.746	39.213.053	0,0004%
Inversiones Electricas del Sur S.A	1.066	31.978.511	31.979.577	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,0003%
Conca Hnos. Ltda..	791	23.730.085	23.730.876	0,0003%
Radiodifusoras Australes Soc. Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,0002%
Garrido, Elena Trecha v. de	577	17.321.694	17.322.271	0,0002%
Minoritarios	5.673	170.298.267	170.303.940	0,0019%
Totales	620.093.318	9.004.759.956.419	9.005.380.049.737	100%

7.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus filiales, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se incluyen en esta Nota.

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

La compra y venta de materiales se realiza a valores de precio medio de bodega.

Los préstamos entre compañías, se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad, la relacionada Frontel y la matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros se han cumplido cabalmente (ver nota 15).

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados no existen garantías otorgadas a los saldos con empresas relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2012		31/12/2011	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	292.027		120.238	
76067075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	250.865		16.630	
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	7.826		5.072	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Pago retención impuesto	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	127		127	
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.243		-	
76833170-7	Andescan SPA	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.167		2.167	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	323.491		467.887	
Totales							878.746	-	612.121	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2012		31/12/2011	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.107.062		2.069.168	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6.209.374		7.514.386	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	33		16	
76067075-8	Inversiones Los Rios Ltda	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6.264.977		4.516.649	
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	173		125	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.708		3.394	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.562.502		3.364.861	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.719		3.044	
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	10.627			
14655033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF			400	
14655033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF			1.660	
Totales							18.163.175	-	17.473.703	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados (cargos) abonos

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	41.840	223.105
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	84.852
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(17.211.189)	(32.532.169)
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	1.007.346	853.517
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	9.420	4.509
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantención sistema	46.792	46.551
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	81.882	140.596
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(7.149)	43.571
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(232.144)	(25.496)
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	(1.148)
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(241.068)	(441.447)

7.3 Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y sus filiales son administradas por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2012, se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores, por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada con fecha 12 de septiembre de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Robert Mah, designándose en su reemplazo al señor Waldo Fortín Cabezas.

Al 31 de diciembre de 2012 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones con el Directorio

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores son los siguientes:

Director	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Iván Díaz-Molina	-	1.660
Totales	-	1.660

No hay saldos pendientes por cobrar y pagar a los Directores por otros conceptos.

b) Remuneración del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período abril 2012 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2013.

Los Directores señores Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman, Juzar Pirbhai y Waldo Fortín Cabezas renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2012 y 2011 son las siguientes:

Director	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	-	892
Jorge Lesser García-Huidobro	22.500	21.960
Iván Díaz-Molina	24.344	20.116
Totales	46.844	42.968

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente General, seis Gerentes de Área y 18 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$1.748.460 al 31 de diciembre de 2012 y a M\$1.659.684 al 31 de diciembre de 2011 (incluye Antigua Saesa).

La Sociedad tiene para sus ejecutivos establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer trimestre del año siguiente.

d) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

8 Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2012:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	6.390.671	6.115.185	275.486
Materiales en tránsito	201.399	96.918	104.481
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	910.538	893.109	17.429
Petróleo	350.368	350.368	-
Totales	7.852.976	7.455.580	397.396

Al 31 de diciembre de 2011:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	7.434.185	6.667.304	766.881
Materiales en tránsito	1.190.806	1.108.082	82.724
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	574.833	548.218	26.615
Petróleo	274.358	274.358	-
Totales	9.474.182	8.597.962	876.220

No existen inventarios entregados en garantía para el cumplimiento de obligaciones.

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un abono de M\$478.824 para el año 2012 y un cargo de M\$307.224 para el año 2011.

Movimiento Provisión	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Provisión Ejercicio	92.756	315.293
Aplicaciones a provisión	(571.580)	(8.069)
Totales	(478.824)	307.224

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o valor neto de realización si éste es inferior.

El detalle de los Inventarios utilizados y reconocidos como gastos es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	14.686.243	11.133.053
Otros gastos por naturaleza (*)	1.675.176	1.393.943
Total	16.361.419	12.526.996

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2012 ascienden a M\$10.544.928 (M\$11.564.702 en 2011) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2012 ascienden a M\$787.509 (M\$106.933 en 2011).

9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto renta por recuperar	2.006.024	3.692.763
IVA Crédito fiscal por recuperar	408.959	-
Crédito por utilidades absorbidas	-	1.086.763
Crédito Sence	53.408	32.076
Crédito Activo Fijo	40.206	37.893
Totales	2.508.597	4.849.495

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto a la renta	727.757	1.724.906
Iva Débito fiscal	1.057.955	1.782.884
Otros	454.991	58.130
Totales	2.240.703	3.565.920

10 Otros Activos Financieros no Corriente

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

	31/12/2012 No Corriente M\$	31/12/2011 No Corriente M\$
Otros activos financieros no corriente		
Remanente crédito fiscal	7.704.170	7.757.630
Totales	7.704.170	7.757.630

Este activo corresponde a remanente crédito fiscal, que se recuperará en periodos futuros a base de la generación de flujos de la sociedad que los generó. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de la sociedad y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base flujos proyectados actualizados.

11 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Activos intangibles neto	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles identificables, neto	24.082.911	24.691.511
Servidumbres	22.431.178	22.431.178
Software	1.651.733	2.260.333

Activos intangibles bruto	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	28.818.749	28.589.012
Servidumbres	22.431.178	22.431.178
Software	6.387.571	6.157.834

Amortización activos intangibles	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles identificables	(4.735.838)	(3.897.501)
Servidumbres	-	-
Software	(4.735.838)	(3.897.501)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2012 y 2011 son los siguientes:

Movimiento período 2012	Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2012	2.260.333	22.431.178	24.691.511
Movimientos	Adiciones	400.480	-
	Retiros	-	-
	Gastos por amortización	(1.009.080)	-
	Total movimientos	(608.600)	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	1.651.733	22.431.178	24.082.911

Movimiento año 2011	Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2011	2.563.749	22.182.979	24.746.728
Movimientos	Adiciones	748.715	248.199
	Retiros	-	-
	Gastos por amortización	(1.052.131)	-
	Total movimientos	(303.416)	248.199
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	2.260.333	22.431.178	24.691.511

Los derechos de servidumbre se presentan al costo y los adquiridos a partir de la fecha de transición al costo histórico. El período de explotación de dichos derechos, en general, no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro "Gastos por Depreciación y Amortización" de los Estados financieros integrales.

12 Plusvalía Comprada

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldos al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Rut	Compañía	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
Totales		174.416.006	174.416.006

La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por Sociedad Austral de Electricidad S.A., Antigua Saesa, RUT 96.956.660-5, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en la Sociedad.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Administración de la Sociedad, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignadas las distintas plusvalías permiten recuperar su valor.

13 Propiedades, planta y equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	316.786.742	291.649.335
Construcción en Curso	45.197.083	46.207.017
Terrenos	13.566.747	13.462.506
Edificios	7.155.583	7.289.636
Planta y Equipo	246.042.990	219.348.528
Equipamiento de Tecnologías de la Información	953.154	1.155.272
Instalaciones Fijas y Accesorios	363.322	428.207
Vehículos de Motor	1.385.255	1.796.078
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.122.608	1.962.091

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	399.908.982	367.141.904
Construcción en Curso	45.197.083	46.207.017
Terrenos	13.566.747	13.462.506
Edificios	11.633.813	11.514.714
Planta y Equipo	317.894.928	282.138.436
Equipamiento de Tecnologías de la Información	2.923.868	4.963.290
Instalaciones Fijas y Accesorios	918.266	922.381
Vehículos de Motor	2.905.649	3.003.672
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.868.628	4.929.888

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(83.122.240)	(75.492.569)
Edificios	(4.478.230)	(4.225.078)
Planta y Equipo	(71.851.938)	(62.789.908)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(1.970.714)	(3.808.018)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(554.944)	(494.174)
Vehículos de Motor	(1.520.394)	(1.207.594)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(2.746.020)	(2.967.797)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante los años 2012 y 2011 es el siguiente:

Movimiento año 2012	Construcción en curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2012	46.207.017	13.462.506	7.289.636	1.155.272	428.207	1.796.078	1.962.091	219.348.528
Adiciones	21.472.009	104.241	128.117	177.656	892	25.862	605.174	36.411.570
Retiros	(22.481.943)	-	(9.018)	(71)	(8.266)	(57.083)	(30.825)	(305.239)
Gastos por depreciación	-	-	(253.152)	(379.703)	(57.511)	(379.602)	(413.832)	(9.200.717)
Traspaso Fusión								(209.632)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados								(1.520)
Total movimientos	(1.009.934)	104.241	(134.053)	(202.118)	(64.885)	(410.823)	160.517	26.694.462
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	45.197.083	13.566.747	7.155.583	953.154	363.322	1.385.255	2.122.608	246.042.990

Movimiento año 2011		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2011		38.053.117	13.448.087	7.454.466	1.212.121	443.011	2.052.577	1.425.396	207.067.254
Movimientos	Adiciones	23.645.970	14.419	84.707	331.425	59.770	264.855	987.837	20.761.659
	Retiros	(15.492.070)	-	-	(5.100)	(12.466)	(130.116)	(41.631)	(133.317)
	Gastos por depreciación	-	-	(249.537)	(383.174)	(62.108)	(391.238)	(409.511)	(8.565.894)
	Traspaso Fusión								218.826
	Total movimientos	8.153.900	14.419	(164.830)	(56.849)	(14.804)	(256.499)	536.695	12.281.274
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		46.207.017	13.462.506	7.289.636	1.155.272	428.207	1.796.078	1.962.091	219.348.528

La Sociedad y sus filiales, han mantenido una política de realizar las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a las mejoras tecnológicas, con el objeto de cumplir con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente.

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Los activos en construcción según se explica en Nota 2.11 incluyen activación de costos financieros por M\$ 1.455.635 al 31 de diciembre de 2012 y a M\$ 963.824 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$ 1.601.433 al 31 de diciembre de 2012 y a M\$ 1.278.124 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

14 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

14.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Consolidado correspondiente a los años 2012 y 2011, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Gasto por impuestos corrientes	3.985.301	4.598.925
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	-	(138.462)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	-	(12.474)
Otro gasto por impuesto corriente	3.181	6.320
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	3.988.482	4.454.309
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	1.539.910	(1.290.541)
Otro gasto por impuesto diferido	-	-
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	1.539.910	(1.290.541)
Gasto por impuesto a las ganancias	5.528.392	3.163.768

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	26.702.007	18.530.071
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)	(5.340.401)	(3.706.014)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	160.142	53.483
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(292.647)	(223.767)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	(388.347)	453.843
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	2.243	1
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	240.993	(141.058)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(1.376.401)	(1.411.709)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	1.916.237	2.700.937
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(983.951)	(304.315)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	114.685	(129.234)
Ajuste Empresas Fusionadas	177.915	(20.442)
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	241.140	(435.493)
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	(187.991)	542.246
(Gasto) por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(5.528.392)	(3.163.768)
Tasa impositiva efectiva	20,70%	17,07%

Con fecha 27 de septiembre de 2012, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.630 que aprueba la "Reforma Tributaria", cuyo objetivo principal es recaudar fondos para financiar la reforma a la educación, entre otros aspectos.

Como consecuencia de la Reforma Tributaria y del aumento de tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20% definitivamente, que rige a contar del año comercial 2012, la Sociedad reconoció en este mismo periodo los efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos, cuyo efecto neto en resultado ha significado para la sociedad un mayor gasto por impuestos a las ganancias de M\$981.163 al 31 de diciembre de 2012.

14.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	2.114.262	2.529.377	13.063.831	11.448.496
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	2.985	1.871	17.738	26.155
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	1.222.325	842.635	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	160.784	133.900	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	79.480	152.900	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	2.615.126	1.157.545	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	720.497	663.209	114.057	62.035
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	-	1.670.283	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	343.613	231.899	-	-
Impuestos diferidos relativos a Otras Provisiones	66.298	255.154	2.598	1.749
Impuestos diferidos relativos a Derivados	13.171	-	-	418.780
Impuestos diferidos relativos a Provisión Activos Financieros no Corrientes	554.883	517.297	-	-
Total Impuestos Diferidos	7.893.424	8.156.070	13.198.224	11.957.215

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado en los años 2012 y 2011 son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	2.455.085	20.658.757
Incremento (decremento)	(7.536.038)	(8.743.468)
Impuesto Diferido Efecto por Fusión (*)	11.368.759	-
Impuesto Diferido Efecto Fusión filial STS con SAGESA (**)	1.868.264	41.926
Saldo al 31 de diciembre de 2011	8.156.070	11.957.215
Incremento (decremento)	(262.646)	1.241.008
Saldo al 31 de diciembre de 2012	7.893.424	13.198.223

(*) El 31 de mayo de 2011, la Sociedad se fusionó por absorción con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo con las normas tributarias vigentes, el mayor valor tributario de la Sociedad respecto de la filial, se distribuyó entre los activos no monetarios de ésta última dando origen a un aumento en las bases de activos tributarios que generan diferencias temporarias. Estas diferencias originaron un activo por impuesto diferido de M\$11.368.759, que para efectos de presentación se mostraron netos en el activo por impuestos diferidos relativos a Activo Fijo.

(**) En diciembre de 2011, la filial STS fue absorbida por parte de la relacionada Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., hoy denominada Sistema de Transmisión del Sur S.A. En la fusión la Sociedad recibió un activo por impuesto diferido de M\$1.868.264 y un pasivo de M\$41.926.

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración de la Sociedad y sus filiales considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades cubren lo necesario para recuperar esos activos.

La Sociedad y sus filiales están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

15 Otros Pasivos Financieros

- a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	27.220.379	-	24.604.436	-
Bonos	59.631.584	116.812.093	1.008.862	116.408.801
Derivados (*)	247.192	-	-	-
Totales	87.099.155	116.812.093	25.613.298	116.408.801

(*) Ver nota 16.2.7

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2012	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	al 31-12-2012
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Pesos	Mensual	6,10%	Sin Garantía	-	6.007.280	-	-	6.007.280	-	-	-	-
Chile	USD	Semestral	0,96%	Sin Garantía	-	-	-	12.104.577	12.104.577	-	-	-	-
Chile	USD	Semestral	0,85%	Sin Garantía	-	-	-	9.108.522	9.108.522	-	-	-	-
Totales					-	6.007.280	-	21.213.099	27.220.379	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2011	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	al 31-12-2011
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	USD	Anual	2,02%	Sin Garantía	-	-	-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-
Totales					-	-	-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2012						
						Corriente			No Corriente			
						Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO BBVA	97032000-8	Pesos	6,10%	Mensual	6.007.280	-	6.007.280	-	-	-	-
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	0,96%	Semestral	-	12.104.577	12.104.577	-	-	-	-
STS	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	0,85%	Semestral	-	9.108.522	9.108.522	-	-	-	-
Totales						6.007.280	21.213.099	27.220.379	-	-	-	-

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2011						
						Corriente			No Corriente			
						Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	2,02%	Anual	-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-
Totales						-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente (*):

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente			
					Vencimiento			Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1a 3 meses M\$		1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	
Chile	UF	Semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	55.297.647	-	-	-	-
Chile	UF	Anual	3,48%	Sin Garantía	-	-	-	3.564.534	10.040.731	6.852.225	-	16.892.956
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	190.203	190.203	11.420.375	7.147.990	3.762.573	22.330.938
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	227.765	227.765	-	-	21.968.793	21.968.793
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	-	-	351.435	-	-	55.619.406	55.619.406
Totales					-	-	417.968	59.213.616	21.461.106	14.000.215	81.350.772	116.812.093

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente			
					Vencimiento			Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1a 3 meses M\$		1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	
Chile	UF	Semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	465.791	9.442.178	6.294.785	37.768.709	53.505.672
Chile	UF	Anual	3,23%	Sin Garantía	-	-	-	135.108	9.772.305	10.032.314	-	19.804.619
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	185.651	7.431.336	6.910.870	7.333.852	21.676.058
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	-	222.312	-	-	21.422.452	21.422.452
Totales					-	-	-	1.008.862	26.645.819	23.237.969	66.525.013	116.408.801

(*) El 20 de diciembre de 2012, la Sociedad colocó la serie L por UF 2.500.000, cuyo objetivo principal es el pago de la serie F por un monto equivalente. En virtud de lo comprometido por la Sociedad, el monto total de la serie F se muestra en el corto plazo.

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2012							
					Corriente			No Corriente				
					Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente	
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	55.297.647	55.297.647	-	-	-	-	-
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,48%	Sin Garantía	-	3.564.534	3.564.534	10.040.731	6.852.225	-	-	16.892.956
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	190.203	-	190.203	11.420.375	7.147.990	3.762.573	-	22.330.938
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	227.765	-	227.765	-	-	21.968.793	-	21.968.793
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	351.435	351.435	-	-	55.619.406	-	55.619.406
Totales					417.968	59.213.616	59.631.584	21.461.106	14.000.215	81.350.772	-	116.812.093

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2011						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	Mas de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	465.791	465.791	9.442.178	6.294.785	37.768.709	53.505.672
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,23%	Sin Garantía	-	135.108	135.108	9.772.305	10.032.314	-	19.804.619
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	185.651	185.651	7.431.336	6.910.870	7.333.852	21.676.058
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	222.312	222.312	-	-	21.422.452	21.422.452
Totales					-	1.008.862	1.008.862	26.645.819	23.237.969	66.525.013	116.408.801

f) Colocación de Bonos y covenants

A continuación se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Saesa

Bono Serie F

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2004, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie el cual fue modificado por

escrituras públicas de fechas 5 de noviembre de 2004, 22 de noviembre de 2004, 9 de octubre de y 28 de octubre de 2010 todas otorgadas en esa misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie F fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 398.

En enero de 2005, la Sociedad colocó un total de 4.200 bonos de la Serie E y 4.800 bonos de la Serie F. Los montos nominales colocados tanto bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie E, como bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie F, ascendieron a la suma de 2.100.000 Unidades de Fomento y 2.400.000 Unidades de Fomento, respectivamente, con las siguientes restricciones:

- Razón de endeudamiento consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros del Emisor.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En la actualidad la Sociedad cumple con la presente restricción.
- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.
- Adicionalmente, durante el año 2008 se incorporó una nueva restricción asociada a mantener una relación de Deuda Financiera Neta sobre EBITDA menor a 3,5.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie G

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 6 de septiembre de 2002, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escrituras públicas de fechas 16 de septiembre de 2002, 28 de noviembre de 2002, 26 de diciembre de, 8 de enero de 2003, 4 de enero de 2006, 8 de febrero de 2006, 13 de noviembre de 2007, 9 de octubre de 2008 y 28 de octubre de 2010, todas otorgadas en esa misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 301. Con fecha 19 de diciembre de 2007, con cargo al Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G, se colocaron un total de 300 bonos en una serie única denominada "Serie G", por un monto total de 300.000 Unidades de Fomento. En octubre de 2008, se colocaron un total de 300.000 Unidades de Fomento con cargo al Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G. Adicionalmente, en octubre del año 2009 se colocaron bonos por un monto de 300.000 Unidades de Fomentos adicionales en esta serie. Los fondos fueron utilizados para refinanciar las amortizaciones del año de la Serie E, con las siguientes restricciones:

- Razón de endeudamiento consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo Exigible" la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En la actualidad la Sociedad cumple con la presente restricción.
- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.
- Adicionalmente, durante el año 2008 se incorporó una nueva restricción asociada a mantener una relación de Deuda Financiera Neta a EBITDA menor a 3,5.

Para estos efectos, se entenderá como "Deuda Financiera Neta" la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como "EBITDA" la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador "EBITDA" descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un "Factor de Ajuste", que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por "Inflación Acumulada" la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de

Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie I

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2011, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2011 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2011, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie I, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 664.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la Sociedad efectuó la colocación del Bono Serie I en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,5, el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2011, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2011 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2011, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 665.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la Sociedad efectuó la colocación del Bono Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2004, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 5 de noviembre de 2004, escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2004, escritura pública de fecha 9 de octubre de 2008, escritura pública de fecha 27 de julio de 2011, escritura pública de fecha 3 de octubre de 2011, y escritura pública de fecha 26 de octubre de 2012. Complementado por escritura pública de fecha 29 de noviembre de 2012, todas estas escrituras otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie L, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 397.

Con fecha 20 de diciembre de 2012, la Sociedad efectuó la colocación del Bono Serie L en el mercado local, desmaterializado y al portador, por una suma total de 2.500.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles

Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

- La Sociedad y sus Filiales no podrán otorgar préstamos de dinero a terceros, salvo por aquellos: (i) vigentes a la fecha del Contrato de Emisión otorgados por la Sociedad sus Filiales, según sea el caso; o (ii) aquellos que se efectúen a personas o sociedades Relacionadas, sociedades Coligadas o empleados de la Sociedad o de sus Filiales o Coligadas; o (iii) préstamos a clientes o entidades públicas, tales como municipalidades u otras, en el giro ordinario de sus negocios.

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Con fecha 17 de diciembre de 2009, la Sociedad en conjunto con sus filiales y relacionada Frontel celebró un contrato de línea de capital de trabajo con los bancos Corpbanca y BCI. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones:

- Razón de endeudamiento consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo Exigible" la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En la actualidad la Sociedad cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros

16 Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la alta administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

Los principales riesgos a los cuales está expuesto Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus filiales son los siguientes:

16.1 Riesgo 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.

16.1.1 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 Edelayson, 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 tarifados 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).

16.2 Riesgo financiero

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.

16.2.1 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 MUS\$	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 (ver nota 16.2.7) 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 M\$146.455 (negativo), de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto al dólar.

16.2.2 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.

16.2.3 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%

16.2.4 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.

16.2.5 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.

16.2.6 Instrumentos financieros por categoría

Según categoría los activos y pasivos por instrumentos financieros son los siguientes:

a) Activos Financieros

al 31 de diciembre de 2012	Mantenidos hasta al vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros, derivados	-	-	-	64.877	64.877
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y cuentas por cobrar no corrientes	-	62.782.233	-	-	62.782.233
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	878.746	-	-	878.746
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	-	52.929.432	13.349.987	-	66.279.419
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.704.170	-	-	7.704.170
Totales	-	124.294.581	13.349.987	64.877	137.709.445

al 31 de diciembre de 2011	Mantenidos hasta al vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros, derivados	-	-	-	2.263.678	2.263.678
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y cuentas por cobrar no corrientes	-	66.871.969	-	-	66.871.969
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	612.121	-	-	612.121
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	-	1.908.377	22.271.288	-	24.179.665
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.757.630	-	-	7.757.630
Totales	-	77.150.097	22.271.288	2.263.678	101.685.063

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2012	Mantenidos al vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	203.664.056	-	-	203.664.056
Otros pasivos financieros, derivados	-	-	-	247.192	247.192
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	24.216.589	-	-	24.216.589
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	18.163.175	-	-	18.163.175
Totales	-	246.043.820	-	247.192	246.291.012

al 31 de diciembre de 2011	Mantenidos al vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	142.022.099	-	-	142.022.099
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	37.470.849	-	-	37.470.849
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	17.473.703	-	-	17.473.703
Totales	-	196.966.651	-	-	196.966.651

16.2.7 Instrumentos derivados

La Sociedad, siguiendo su política de gestión de riesgos financieros, suscribe contratos de derivados para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés y moneda (tipo de cambio).

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto del peso, producto de obligaciones existentes en monedas distintas al peso. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden principalmente a Cross Currency Swaps.

La Sociedad y su filial STS han tomado créditos en USD mencionados en la nota 16.2.1 con una cobertura de Cross Currency Swap a pesos a tasa fija, además Saesa ha tomado un crédito en CLP con un Swap de tasa variable a tasa fija.

Las condiciones principales (monto y plazo) de los instrumentos de cobertura y de la transacción cubierta son las mismas, y al momento del cierre de la cobertura quedan compensadas.

El detalle de los instrumentos al 31 de diciembre de 2012 es el siguiente:

Empresa	Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	USD		CLP		Tasa interés	
				Compañía recibe		Compañía paga		Compañía recibe	Compañía paga
				Nocional MUS\$	Tasa interés	Nocional M\$	Tasa interés		
Saesa	Cross Currency Swap	29/10/2012	26/06/2013	25.177	USD + 0,9644%	12.117.920	CLP + 6,43%		
Saesa	Swap de Tasa	23/10/2012	23/01/2013			6.000.000		TAB 30 +0,2%	CLP+6,24%
STS	Cross Currency Swap	24/12/2012	21/06/2013	18.975	USD + 0,8506%	9.000.000	CLP + 6,46%		

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad clasifica sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja".

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	31.12.2012	31.12.2011	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	(247.192)	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	64.877	2.263.678	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja

(*) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros Corrientes.

(**) Presentado en la cuenta Otros Activos Financieros Corrientes.

16.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros

a) Valor Justo de instrumentos financieros contabilizados a Costo Amortizado.

A continuación se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos Financieros - al 31.12.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.716.653	1.716.653
Saldo en Bancos	1.128.223	1.128.223
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	50.588.091	50.588.091

Pasivos Financieros - al 31.12.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	27.220.379	26.812.904
Bonos	176.443.677	180.015.889
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	24.216.589	24.216.589

b) Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Justo

El Valor Justo de los Activos y Pasivos Financieros se determinaron mediante la siguiente metodología.

- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.
- El Valor Justo de la Deuda Bancaria se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

c) Reconocimiento de mediciones a Valor Justo en los Estados Financieros:

El reconocimiento del valor justo en los Estados Financieros se realiza de acuerdo con los siguientes niveles:

- Nivel 1: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.
- Nivel 2: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).
- Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

17 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	14.150.598	22.177.607
Proveedores por compra de combustible y gas	242.377	332.685
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	297.939	4.077.398
Cuentas por pagar bienes y servicios	5.692.826	6.846.988
Dividendos por pagar a terceros	72.629	82.083
Cuentas por pagar instituciones fiscales	141.811	132.073
Otras cuentas por pagar	3.618.409	3.822.015
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	24.216.589	37.470.849

18 Provisiones

18.1 Provisiones corrientes

18.1.1 Otras Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	715.227	893.041
Totales	715.227	893.041

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante años 2012 y 2011, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	893.041
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	170.913
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(132.302)
Provisión utilizada	(98.406)
Reversos de provisión no utilizada.	(118.019)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(177.814)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	715.227

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	841.180
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	432.078
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(92.191)
Provisión utilizada	(209.341)
Reversos de provisión no utilizada	(78.685)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	51.861
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	893.041

18.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	803.926	723.789
Provisión por beneficios anuales	2.579.414	2.076.542
Totales	3.383.340	2.800.331

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2012 y 2011, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	2.800.331
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	2.125.981
Provisión utilizada	(1.259.991)
Reversos de provisión no utilizada.	(282.981)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	583.009
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	3.383.340

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	3.033.152
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.423.279
Provisión utilizada	(1.656.100)
Reversos de provisión no utilizada	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(232.821)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	2.800.331

18.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	3.286.489	3.075.367
Totales	3.286.489	3.075.367

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2012 y 2011, es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	3.070.504
Provisión del período	517.513
Pagos en el período	(512.650)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	3.075.367
Provisión del período	427.183
Pagos en el período	(216.061)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	3.286.489

c) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,50%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,50%
Edad de retiro	65 H / 60 M

18.3 Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados intermedios, los juicios y multas más relevantes son los siguientes:

18.3.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	37398	Demanda de indemnización de perjuicios (Sociedad Turística Huaihuén Limitada con Saesa)	Proceso pendiente en 1° instancia	121.600
SAESA	7° Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	1° Juzgado de Letras de Puerto Montt	1881-2010	Demanda de comodato precario (Hechenleitner con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	16° Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3395-2011	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Riquelme con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2828-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Constructora América con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	33.000
SAESA	Juzgado de Letras de Río Bueno	261-12	Demanda de indemnización de perjuicios (Marchmar con SAESA)	Pendiente en 1° instancia	325.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	3379-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (INELCO con SAESA)	Pendiente en 1° instancia	1.131.332
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	M-151-2012	Demanda de responsabilidad laboral subsidiaria (Delgado con ESE ING. Y SAESA)	Sentencia definitiva acoge demanda. Pendiente recurso de nulidad.	2.000
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	O-192-2012	Demanda de responsabilidad laboral subsidiaria (Vera con ESE ING. Y SAESA)	Pendiente audiencia preparatoria	3.000
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1° instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Coyhaique	966-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Mata con EDELAYSEN)	Proceso pendiente en 2° instancia	22.841
LUZ OSORNO	2° Juzgado Civil de Osorno	C-81-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (Sáez con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	64.405
STS	Juzgado de letras de La Unión	315-2011	Demanda de término de servidumbre	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

Para los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

18.3.2 Multas

Las multas cursadas a la Sociedad y sus filiales, aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SAESA	Res. Ex. 1156 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	121.100
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.895
EDELAYSEN	Res. Ex. 1158 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	12.062
EDELAYSEN	Res. Ex. 80 de fecha 06.09.2012	SEC	Mantenimiento.	Judicializada	24.124
LUZ OSORNO	Res. Ex. 1183 de fecha 21.02.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.895

Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 138 de fecha 31.08.2009	SEC	Mantenimiento	Rebajada a 150 UTM.	6.031
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	20.103
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	20.103
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	30.155
STS	Res. Ex. 2698 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Judicializada	220.007
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.206
LUZ OSORNO	Res. Ex. 152 DRX de fecha 26.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Judicializada	26.134
LUZ OSORNO	Res. Ex. 103 DRX de fecha 14.06.2011	SEC	Instrucciones no cumplidas.	Judicializada	8.041
SGA	Res. Ex. 2603 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Judicializada	95.047

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros consolidados es a juicio de la Administración, la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres que rodean los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

En los casos que la administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

19 Otros Pasivos no Financieros Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	6.529.642	6.405.077
Otras obras de terceros	4.730.928	4.525.564
Totales	11.260.570	10.930.641

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.18.2.

20 Otros Pasivos no Financieros No Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	11.641.639	6.033.631
Otros pasivos no financieros no corrientes	119.546	112.574
Totales	11.761.185	6.146.205

21 Patrimonio

21.1 Patrimonio neto de la Sociedad

21.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2012 el capital social de SAESA asciende a M\$304.501.634 y al 31 de diciembre de 2011 ascendía a M\$304.502.828. El capital está representado por 620.093.318 acciones serie A y 9.004.759.956.419 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

La disminución de capital por M\$1.194, respecto de diciembre 2011, corresponde a las acciones que pertenecían a los accionistas que se acogieron a retiro en abril de 2011 como consecuencia de la fusión de la Sociedad con su filial.

El aumento de capital por M\$17.211 en el año 2011, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

21.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2012 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00167322 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, y el pago de un dividendo adicional de \$0,00021454 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto, lo que significó un pago total de M\$17.000.000. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 25 de mayo de 2012.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de marzo de 2011 se aprobó el pago de un dividendo final de \$ 0,08328 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, lo que significó un pago de M\$ 14.998.820. El dividendo antes señalado se pagó a partir del 02 de mayo de 2011.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos períodos.

21.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2012 y 2011 son los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2012

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Cambio en otras reservas			
		Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Otros	Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(468.907)	(826.826)			(1.295.733)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	101.693		(154.235)		(52.542)
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto fusión filial STS y SAGESA	0			15.996	15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796				12.325.796
Totales	24.574.685	(826.826)	(154.235)	15.996	23.609.620

Otras reservas varias por M\$12.616.103, está compuesta por M\$1.001.277, que corresponde a revalorización del capital pagado por el periodo 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros. El valor de M\$11.614.826 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A SAESA (Ex Los Lagos II) se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Antigua SAESA). Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El valor de M\$15.996 corresponde al efecto de la fusión materializada el 31 de mayo de 2012 de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. con la relacionada Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

El efecto por fusión 31.05.2011 de M\$12.325.796 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios, que implicaron mayores activos por impuestos diferidos por M\$12.319.245 al 31 de mayo de 2011. El monto por M\$6.551, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición.

La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

Al 31 de diciembre de 2011

	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Cambio en otras reservas			
		Trasposos enero a diciembre de 2011 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2011 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.583.657)		1.114.750		(468.907)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	141.790			(40.097)	101.693
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto por fusión 31.05.2011		12.325.796			12.325.796
Totales	11.174.236	12.325.796	1.114.750	(40.097)	24.574.685

21.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial y de la sociedad relacionada que presentan diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.296.177	468.907
Eletrans S.A.	(444)	-
Totales	1.295.733	468.907

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de la filial que tiene moneda funcional dólar.

21.1.5 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2012 y 2011 son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada) M\$
Saldo Inicial al 01/01/12	40.551.658	4.053.089	44.604.747
Transferencia y otros cambios	8.855		8.855
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	20.900.814		20.900.814
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(12.479.536)		(12.479.536)
Provisión dividendo mínimo del período	(6.270.244)		(6.270.244)
Saldo final al 31/12/12	42.711.547	4.053.089	46.764.636

La utilidad distributable del ejercicio 2012, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2012, esto es M\$20.900.814.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada) M\$
Saldo Inicial al 01/01/11	37.827.527	4.053.089	41.880.616
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	15.068.212		15.068.212
Ajuste por fusión filial STS con SAGESA (proforma)	(1.066)		(1.066)
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(7.822.551)		(7.822.551)
Provisión dividendo mínimo del período	(4.520.464)		(4.520.464)
Saldo final al 31/12/11	40.551.658	4.053.089	44.604.747

La utilidad distributable del ejercicio 2011, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2011, esto es M\$15.067.146, la cual incluye ajuste por fusión de la filial STS por un monto de M\$1.066.

21.2 Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el desarrollo de sus objetivos operacionales y financieros en el mediano y largo plazo, con el fin de generar retornos a sus accionistas.

21.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad y sus filiales, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 15 f).

21.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de diciembre de 2012 y 2011 y de resultados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7933	6,7933	63.929.774	61.611.078	3.312.765	3.815.867	4.342.941	4.185.425	225.046	259.223
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,5440	0,5440	80.715.015	80.752.874	7.979.448	6.703.382	439.052	439.258	43.404	36.463
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	14.609.547	13.750.722	1.360.058	689.282	15.282	14.383	1.422	721
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	7.090.288	12.828.341	2.929.442	2.749.786	7.090	12.828	2.929	2.750
TOTALES							4.804.365	4.651.894	272.801	299.157

22 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Consolidados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Venta de Energía	214.638.981	259.064.794
Ventas de energía	214.638.981	259.064.794
Otras Prestaciones y Servicios	6.246.854	5.509.291
Apoyos	899.522	849.828
Arriendo de medidores	1.025.887	949.584
Cortes y reposición	1.794.490	1.733.338
Pagos fuera de plazo	2.109.655	1.572.284
Otros	417.300	404.257
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	220.885.835	264.574.085

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	11.275.911	9.319.628
Venta de materiales y equipos	4.833.075	4.233.107
Arrendamientos	570.421	518.596
Intereses Créditos y Préstamos	519.484	320.445
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	3.170.494	2.626.113
Otros Ingresos	2.350.422	1.519.820
Total Otros ingresos, por naturaleza	22.719.807	18.537.709

23 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Compras de energía y peajes	144.609.666	195.715.715
Combustibles para generación y materiales	14.697.020	11.272.886
Totales	159.306.686	206.988.601

24 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Remuneraciones y bonos	10.904.950	9.483.959
Provisión costo de vacaciones	101.241	79.148
Otros costos de personal	1.430.182	1.193.656
Indemnización por años de servicios	688.180	1.105.710
Activación costo de personal	(1.601.433)	(1.278.124)
Totales	11.523.120	10.584.349

25 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Depreciaciones	10.684.517	10.061.462
Amortizaciones de Intangibles	1.009.080	1.052.131
Pérdidas por deterioro	1.520	-
Totales	11.695.117	11.113.593

26 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	5.499.843	6.642.019
Sistema generación	1.105.161	959.580
Mantención medidores, ciclo comercial	5.252.016	5.322.211
Operación vehículos, viajes y viáticos	919.510	751.423
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	18.039	9.024
Provisiones y castigos	1.626.949	1.687.361
Gastos de administración	5.951.802	4.852.606
Otros gastos por naturaleza	7.691.499	6.780.185
Totales	28.064.819	27.004.409

27 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	776.348	642.012
Otros ingresos financieros	342.012	180.102
Total Ingresos Financieros	1.118.360	822.114

Costos Financieros	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Gastos por préstamos bancarios	(1.098.597)	(733.342)
Gastos por bonos	(5.204.056)	(3.723.109)
Otros gastos financieros	(818.610)	(1.107.746)
Activación gastos financieros	1.455.635	963.824
Total Costos Financieros	(5.665.628)	(4.600.373)

Resultado por unidades de reajuste	(2.678.043)	(4.183.544)
Diferencias de cambio	817.283	(1.110.826)
Positivas	820.372	16.643
Negativas	(3.089)	(1.127.469)
Total Costo Financiero	(7.526.388)	(9.894.743)

Total Resultado Financiero	(6.408.028)	(9.072.629)
-----------------------------------	--------------------	--------------------

28 Información por Segmento

El siguiente análisis de negocio y segmento es requerido por la NIIF 8, Información Financiera por Segmentos, para ser presentado por las entidades cuyo capital o títulos de deuda se negocian públicamente o que están en proceso de la emisión de títulos de deuda pública en los mercados de valores.

Los segmentos operativos son definidos como componentes de una entidad para los cuales existe información financiera separada que es regularmente utilizada por la Administración para la toma de decisiones, como asignar recursos y para evaluar el desempeño.

El negocio de la Sociedad y filiales es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados, por lo que la Sociedad no presenta separación por segmentos.

El informe de gestión también incluye un detalle según empresa y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional.

De acuerdo con lo anterior, la información separada para la gestión de esta Sociedad implica, además de un informe consolidado, un informe por empresa según el siguiente detalle:

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES														
Electivo y Equivalentes al Efectivo	62.671.072	16.032.480	338.911	373.712	241.478	510.578	1.237.519	1.054.135	1.790.439	6.208.760	-	-	66.279.419	24.179.665
Otros Activos Financieros, Corrientes	-	2.263.678	-	-	64.877	-	-	-	-	-	-	-	64.877	2.263.678
Otros Activos no Financieros, Corrientes	239.407	174.555	9.502	5.641	200.972	164.483	-	-	159.074	149.239	-	-	608.955	493.918
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	35.720.607	39.909.288	2.495.246	2.905.548	6.311.133	8.492.543	2.266.130	3.896.506	3.794.975	3.345.548	-	-	50.588.091	58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	26.933.114	26.168.921	36.373	904	14.605	353.700	6.709.778	14.349.526	8.112.783	5.001.290	(40.927.907)	(45.262.220)	878.746	612.121
Inventarios Corrientes	5.238.442	5.431.343	186.436	154.713	682.333	1.707.265	-	-	1.348.369	1.304.641	-	-	7.455.580	8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	1.826.355	3.118.720	71.694	161.540	2.935	66.120	91.647	-	515.966	1.503.115	-	-	2.508.597	4.849.495
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	132.628.997	93.098.985	3.138.162	3.602.058	7.518.333	11.294.689	10.305.074	19.300.167	15.721.606	17.512.593	(40.927.907)	(45.262.220)	128.384.265	99.546.272
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	132.628.997	93.098.985	3.138.162	3.602.058	7.518.333	11.294.689	10.305.074	19.300.167	15.721.606	17.512.593	(40.927.907)	(45.262.220)	128.384.265	99.546.272
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	7.704.170	7.757.630	-	-	-	-	-	-	7.704.170	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente	507	507	-	-	59.430	59.430	63.942	69.169	1.059	1.059	-	-	124.938	130.165
Cuentas por Cobrar no Corrientes	11.730.444	7.793.025	159.378	74.363	153.088	247.333	-	-	151.232	207.815	-	-	12.194.142	8.322.536
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	161.770.666	164.291.121	-	-	-	-	-	-	-	-	(161.540.259)	(164.291.121)	230.407	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	4.858.241	5.465.321	25.290	25.724	19.164.136	19.164.788	-	-	35.244	35.678	-	-	24.082.911	24.691.511
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	134.981.434	129.980.097	15.575.575	14.058.958	109.136.336	94.950.531	-	-	57.093.397	52.659.749	-	-	316.786.742	291.649.335
Activos por Impuestos Diferidos	4.514.557	4.823.814	94.132	43.479	3.065.749	3.042.681	69.282	130.426	149.704	115.670	-	-	7.893.424	8.156.070
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	492.271.855	486.769.891	15.854.375	14.202.524	139.282.909	125.222.393	133.224	199.595	57.430.636	53.019.971	(161.540.259)	(164.291.121)	543.432.740	515.123.253
TOTAL ACTIVOS	624.900.852	579.868.876	18.992.537	17.804.582	146.801.242	136.517.082	10.438.298	19.499.762	73.152.242	70.532.564	(202.468.166)	(209.553.341)	671.817.005	614.669.525

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES														
Otros Pasivos Financieros, Corriente	77.990.633	25.613.298	-	-	9.108.522	-	-	-	-	-	-	-	87.099.155	25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17.495.342	22.606.789	1.234.818	1.905.096	2.498.047	6.996.882	1.123.737	3.770.258	1.864.645	2.191.824	-	-	24.216.589	37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	21.638.527	25.925.294	1.222.442	979.074	33.112.571	32.243.961	2.130.425	2.465.361	987.117	1.122.233	(40.927.907)	(45.262.220)	18.163.175	17.473.703
Otras Provisiones a Corto Plazo	293.609	417.320	21.951	49.379	263.751	252.038	92.756	87.853	43.160	86.451	-	-	715.227	893.041
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	1.092.891	1.249.643	399.283	105.013	497.713	1.701.426	46	347.949	250.770	161.889	-	-	2.240.703	3.565.920
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	2.510.906	2.153.006	87.496	63.427	364.090	266.694	-	-	420.848	317.204	-	-	3.383.340	2.800.331
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	9.391.959	8.759.819	448.726	164.204	767.146	1.265.481	-	-	652.739	741.137	-	-	11.260.570	10.930.641
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	130.413.867	86.725.169	3.414.716	3.266.193	46.611.840	42.726.482	3.346.964	6.671.421	4.219.279	4.620.738	(40.927.907)	(45.262.220)	147.078.759	98.747.783
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	130.413.867	86.725.169	3.414.716	3.266.193	46.611.840	42.726.482	3.346.964	6.671.421	4.219.279	4.620.738	(40.927.907)	(45.262.220)	147.078.759	98.747.783
PASIVOS NO CORRIENTES														
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	116.812.093	116.408.801	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116.812.093	116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	131.795	506.887	919.076	749.251	7.425.262	6.653.804	1.046	-	4.721.045	4.047.273	-	-	13.198.224	11.957.215
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.287	12.581	364	233	11.726.324	6.113.057	-	-	21.210	20.334	-	-	11.761.185	6.146.205
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.653.920	2.533.178	48.834	38.183	322.801	270.865	-	-	260.934	233.141	-	-	3.286.489	3.075.367
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	119.611.095	119.461.447	968.274	787.667	19.474.387	13.037.726	1.046	-	5.003.189	4.300.748	-	-	145.057.991	137.587.588
PATRIMONIO														
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	374.875.890	373.682.260	14.609.547	13.750.722	80.715.015	80.752.874	7.090.288	12.828.341	63.929.774	61.611.078	(166.344.624)	(168.943.015)	374.875.890	373.682.260
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.804.365	4.651.894	4.804.365	4.651.894
TOTAL PATRIMONIO	374.875.890	373.682.260	14.609.547	13.750.722	80.715.015	80.752.874	7.090.288	12.828.341	63.929.774	61.611.078	(161.540.259)	(164.291.121)	379.680.255	378.334.154
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	624.900.852	579.868.876	18.992.537	17.804.582	146.801.242	136.517.082	10.438.298	19.499.762	73.152.242	70.532.564	(202.468.166)	(209.553.341)	671.817.005	614.669.525

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	151.387.700	161.448.888	10.954.837	11.790.805	16.087.999	13.375.194	26.275.142	63.853.313	16.235.586	14.489.347	(55.429)	(383.462)	220.885.835	264.574.085
Otros ingresos, por Naturaleza	19.524.305	16.361.455	510.092	333.654	1.384.499	1.192.799	135.640	83.591	1.165.271	566.210	-	-	22.719.807	18.537.709
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(120.980.066)	(133.634.330)	(7.532.844)	(9.371.166)	(233.378)	(44.966)	(24.153.122)	(59.270.665)	(6.462.705)	(5.050.936)	55.429	383.462	(159.306.686)	(206.988.601)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(8.467.154)	(7.914.679)	(343.854)	(278.432)	(1.166.753)	(918.596)	-	-	(1.545.359)	(1.472.642)	-	-	(11.523.120)	(10.584.349)
Gasto por Depreciación y Amortización	(6.631.230)	(6.311.094)	(556.525)	(511.825)	(2.571.901)	(2.308.165)	-	-	(1.935.461)	(1.982.509)	-	-	(11.695.117)	(11.113.593)
Otros Gastos por Naturaleza	(20.877.911)	(19.524.259)	(1.244.543)	(1.147.352)	(2.424.462)	(2.771.766)	(94.278)	(791.410)	(3.423.625)	(2.769.622)	-	-	(28.064.819)	(27.004.409)
Otras Ganancias (Pérdidas)	128.845	23.983	(3.902)	(6.641)	(18.189)	168.270	-	-	7.418	(3.754)	-	-	114.172	181.858
Ingresos Financieros	1.993.004	1.404.646	20.122	24.492	295.237	25.345	717.881	769.529	636.897	606.483	(2.544.781)	(2.008.381)	1.118.360	822.114
Costos Financieros	(7.007.685)	(5.891.013)	(9.054)	(55.015)	(1.191.963)	(660.649)	(109)	(22)	(1.598)	(2.055)	2.544.781	2.008.381	(5.665.628)	(4.600.373)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	15.288.875	13.659.160	-	-	-	-	-	-	-	-	(15.308.912)	(13.659.160)	(20.037)	-
Diferencias de Cambio	238.564	16.643	-	(39)	3.153	(12.507)	578.655	(1.109.184)	(3.089)	(5.739)	-	-	817.283	(1.110.826)
Resultados por Unidades de Reajuste	(2.865.155)	(4.391.485)	4.538	7.128	145.749	149.912	7.355	11.215	29.470	39.686	-	-	(2.678.043)	(4.183.544)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	21.732.092	15.247.915	1.798.867	785.609	10.309.991	8.194.871	3.467.164	3.546.367	4.702.805	4.414.469	(15.308.912)	(13.659.160)	26.702.007	18.530.071
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(831.278)	(180.769)	(438.809)	(96.327)	(2.330.543)	(1.491.489)	(537.722)	(796.581)	(1.390.040)	(598.602)	-	-	(5.528.392)	(3.163.768)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas	20.900.814	15.067.146	1.360.058	689.282	7.979.448	6.703.382	2.929.442	2.749.786	3.312.765	3.815.867	(15.308.912)	(13.659.160)	21.173.615	15.366.303
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	20.900.814	15.067.146	1.360.058	689.282	7.979.448	6.703.382	2.929.442	2.749.786	3.312.765	3.815.867	(15.308.912)	(13.659.160)	21.173.615	15.366.303

29 Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2013 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

30 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	2.027	1.066
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	561	627
Saesa	Gestión de residuos	Costo	497	360
Saesa	Reforestaciones	Inversión	45.330	31.162
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	550	320
Saesa	Permisos sectoriales y otros	Inversión	-	418
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	4.607	7.526
STS	Asesorías medioambientales	Costo	2.620	349
STS	Gestión de residuos	Costo	304	679
STS	Reforestaciones	Inversión	5.379	6.349
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	50	54
STS	Proyectos de inversión	Inversión	65.808	59.769
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	264	-
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	9.310	6.673
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	-	7.164
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	902	843
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	37.151	19.328
Totales			175.360	142.686

No existen compromisos futuros que impliquen gastos medioambientales significativos para la Sociedad y sus filiales, distintos de los que podrían generarse por los conceptos indicados anteriormente.

31 Garantías Comprometidas con Terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), para electrificación de sectores aislados.

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2012 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha Liberación de Garantía						
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	Diciembre 2012	2013 (M\$)	2014 (M\$)	2015 (M\$)	2016 (M\$)	2018 (M\$)	2019 (M\$)
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	331.458	114.975	-	10.950	205.533	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.230.969	30.633	-	832.026	368.311	-	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.207.239	-	4.207.239	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Maullín	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.500	3.500	-	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Nacimiento	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.466	2.466	-	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	-	-	-	-	-	-	-
Director de vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	48.400	18.821	17.016	12.562	-	-	-	-
Director de vialidad Región de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.713	1.713	-	-	-	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.540	3.540	-	-	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	384	-	384	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.113.438	1.811.519	301.920	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de San José de la Mariquina	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.652	3.652	-	-	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	147.729	-	-	-	73.864	73.864	-	-
Salfa Construcción S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	84.796	-	84.796	-	-	-	-	-
SERVU Chile	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.791	-	-	1.791	-	-	-	-
SERVU región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.851	-	2.281	570	-	-	-	-
SERVU Valdivia, Región de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7.008	5.390	-	1.617	-	-	-	-
Sociedad Consecionaria de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	68.522	68.522	-	-	-	-	-	-
Chilquinta Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	3.959.670	-	-	791.934	-	-	1.420.682	1.747.054
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	1.953.437	1.953.437	-	-	-	-	-	-
Intendencia Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	354.860	316.860	38.000	-	-	-	-	-
Director de vialidad Región de los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	23.983	-	23.983	-	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de Aysén	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	13.704	13.704	-	-	-	-	-	-
SERVU XI Región	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	91	-	91	-	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	151.035	-	-	-	151.035	-	-	-
Director de vialidad Región de los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	6.395	3.198	3.198	-	-	-	-	-
Director de vialidad Región de los Lagos	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.512	2.512	-	-	-	-	-	-
Transelec	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	45.682	45.682	-	-	-	-	-	-
Totales					14.770.827	4.400.125	4.678.908	1.651.450	798.744	73.864	1.420.682	1.747.054

32 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$2.952.387.

33 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/12/2012										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	7.518.333	139.282.909	46.611.840	19.474.387	16.087.999	7.979.448
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	15.721.606	57.430.636	4.219.279	5.003.189	16.235.586	3.312.765
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.138.162	15.854.375	3.414.716	968.274	10.954.837	1.360.058
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.305.074	133.224	3.346.964	1.046	26.275.142	2.929.442

31/12/2011										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	11.294.689	125.222.393	42.726.482	13.037.726	13.375.194	6.703.382
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	17.512.593	53.019.971	4.620.738	4.300.748	14.489.347	3.815.867
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.602.058	14.202.524	3.266.193	787.667	11.790.805	689.282
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	19.300.167	199.595	6.671.421	-	63.853.313	2.749.786

34 Información Adicional sobre Deuda Financiera

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financieras:

a) Préstamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012	Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años		Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	USD	0,96%	-	12.161.875	12.161.875	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	USD	2,02%	-	-	-	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-
Chile	USD	0,85%	-	9.145.533	9.145.533	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,10%	6.031.200	-	6.031.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales			6.031.200	21.307.408	27.338.608	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente				Corriente			No corriente			
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente	Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
						Uno a tres meses	Tres a doce Meses		Uno a tres años	Tres a cinco años	Mas de cinco años		Uno a tres meses	Tres a doce Meses		Uno a tres años	Tres a cinco años	Mas de cinco años	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	-	12.161.875	12.161.875	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	-	-	-	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,85%	0,85%	-	9.145.533	9.145.533	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BBVA	PESOS	6,10%	6,10%	6.031.200	-	6.031.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales						6.031.200	21.307.408	27.338.608	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012	vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años		Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	UF	5,25%	79.677.398	-	79.677.398	-	-	-	-	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228
Chile	UF	3,00%	340.076	340.076	680.152	13.035.764	12.015.514	-	25.051.278	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	0	25.115.540
Chile	UF	3,60%	407.502	407.502	815.004	2.444.988	1.629.984	29.971.998	34.046.970	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512
Chile	UF	3,75%	-	2.121.609	2.121.609	6.364.849	4.243.217	77.787.669	88.395.735	-	-	-	-	-	-	-
Chile	UF	3,48%	-	4.090.093	4.090.093	11.606.299	7.184.215	-	18.790.514	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756
Totales			80.424.976	6.959.280	87.384.256	33.451.900	25.072.930	107.759.667	166.284.497	729.684	4.070.601	4.800.285	36.561.584	55.836.827	62.963.625	155.362.036

- Individualización de Bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2012							31/12/2011						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Mas de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 Días	Mas de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE F/N°398	Chile	UF	5,25%	5,25%	79.677.398	-	79.677.398	-	-	-	-	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE I/N°664	Chile	UF	3,45%	3,00%	340.076	340.076	680.152	13.035.764	12.015.514	-	25.051.278	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	-	25.115.540
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE J/N°665	Chile	UF	3,87%	3,60%	407.502	407.502	815.004	2.444.988	1.629.984	29.971.998	34.046.970	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE L/N°397	Chile	UF	3,98%	3,75%	-	2.121.609	2.121.609	6.364.849	4.243.217	77.787.669	88.395.735	-	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE G/N°301	Chile	UF	2,52%	3,48%	-	4.090.093	4.090.093	11.606.299	7.184.215	-	18.790.514	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756
Totales								80.424.976	6.959.280	87.384.256	33.451.900	25.072.930	107.759.667	166.284.497	729.684	4.070.601	4.800.285	36.561.584	55.836.827	62.963.625	155.362.036

35 Moneda Extranjera

ACTIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	-	7.324
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	1.237.519	1.054.135
	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Peso chileno	2.107.585	470.199
(*)	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	Peso chileno	Dólar	2.266.130	3.896.506
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	Peso chileno	Dólar	6.709.778	14.349.526
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	Peso chileno	Dólar	91.647	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES				12.412.659	19.777.690
ACTIVOS NO CORRIENTE					
	Cuentas por Cobrar No Corrientes	U.F.	Peso chileno	10.320.259	6.692.337
	Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	Dólar	Peso chileno	230.407	-
(*)	Activos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	69.282	130.426
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES				10.619.948	6.822.763
TOTAL ACTIVOS				23.032.607	26.600.453
PASIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros, Corrientes (partida con cobertura USD a CLP, ver nota 16.2.7)	Dólar	Peso chileno	21.213.099	24.604.435
	Otros Pasivos Financieros, Corrientes	U.F.	Peso chileno	59.631.584	1.008.862
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	1.123.737	3.770.258
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	Peso chileno	Dólar	1.223.582	1.437.117
(**)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	Peso chileno	Dólar	906.843	1.028.244
(*)	Otras Provisiones a Corto Plazo	Peso chileno	Dólar	92.756	87.853
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	Peso chileno	Dólar	46	347.949
TOTAL PASIVOS CORRIENTES				84.191.647	32.284.718
PASIVOS NO CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros, No Corriente	U.F.	Peso chileno	116.812.093	116.408.801
(*)	Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	1.046	-
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES				116.813.139	116.408.801
TOTAL PASIVOS				201.004.786	148.693.519

(*) Cuentas en pesos que corresponden a la filial SGA, que tiene moneda funcional dólar.

(**) Se incluye aquellas cuentas que se eliminan en consolidación en el grupo y que en la filial SGA, con moneda funcional dólar, están en pesos.

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:

- 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.
- 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 cobrarán 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:

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

* **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):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior}) / 2}$$

(11) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior}) / 2}$$

(12) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Resultado Bruto de la explotación *}}{(\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2}$$

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 (Pérdida)	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 Edelayesen, 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 Edelayesen. 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 Edelayson, 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 tarifados 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 MUS\$	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.