



Reporte Anual 2011

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	11
Administración	12
Estructura Organizativa	13
Marcha de la Empresa	14
Línea de Tiempo	19
Actividades de la Sociedad	21
Empresas Filiales	21
Factores de Riesgo	34
Gestión Financiera	40
Información Financiera	43
Hechos Relevantes	44
Declaración de Responsabilidad	45
Estados Resumidos	46

Carta del Presidente del Directorio

Tengo el agrado de dirigirme a ustedes para compartir la memoria anual del ejercicio 2011 de las empresas que conforman el Grupo Saesa, conglomerado que abastece de electricidad a gran parte del sur de Chile. En las siguientes páginas encontrarán no sólo los estados financieros, sino también parte de las numerosas actividades en que la compañía se involucra con el desarrollo, el progreso y también las dificultades y desafíos de las 5 regiones que abastece.

Hemos cumplido 85 años brindando un importante respaldo para el crecimiento del sur de Chile, y siendo testigos directos de cómo la llegada de la luz puede cambiar la vida de las personas, lo que sin duda es para nosotros motivo de orgullo.

En 2011 hemos visto un cambio relevante en la sociedad. Vivimos un año de movilizaciones en todo el mundo, donde la ciudadanía levantó la voz y salió a las calles a manifestar su descontento por aspectos que involucran a la sociedad en su conjunto. No podíamos permanecer ajenos a la exigencia de los usuarios y nos avocamos a ello durante el año, implementando nuevos canales de comunicación que llegaron a satisfacer el crecimiento de las demandas por información y prontas respuestas.

En una compañía tan extensa geográficamente, hemos logrado mantener centralizadamente las funciones posibles y necesarias de desarrollar en nuestra casa matriz en Osorno. Pero hemos avanzado mucho en descentralizar decisiones y trasladar funciones vitales para realizar en cada región.

El año pasado dimos inicio a un proceso de planificación estratégica que guiará la ruta del Grupo Saesa por los próximos 5 años. Este plan nos permitió hacer un ordenamiento de objetivos, metas y plazos, que vemos avanzando a marcha segura, con planes de acción orientados hacia 4 focos: orientación al cliente, desarrollo de personas, eficiencia operacional y resultados financieros.

En 2011 nuevamente la naturaleza nos mostró su fuerza, con un extenso temporal de viento y lluvia que afectó simultáneamente a 3 regiones de nuestra zona de operación. Debimos extremar los esfuerzos y recurrir a todos los recursos disponibles. A partir de esta experiencia pudimos extraer importantes aprendizajes y la implementación de una serie de mejoras en la comunicación con nuestros usuarios, implementando mayor tecnología en telecomunicaciones, como el contacto a través de SMS y web, además de la apertura hacia las redes sociales.

En lo que respecta a inversión en calidad de servicio, durante este año triplicamos el alcance en roce y poda de árboles cercanos a las líneas eléctricas, que son una de las principales causas de interrupciones de suministro, especialmente en invierno.

Este año 2011 también trajo novedades en la composición accionaria del Grupo, incorporándose como accionista con 50% de la propiedad Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) de origen canadiense, en reemplazo de Morgan Stanley Infrastructure.

En el sector financiero el Grupo Saesa colocó bonos por UF 2.000.000, obteniendo una muy buena rentabilidad, que mostró la confianza del sector en la robustez de la empresa.

Durante 2011 la compañía desarrolló un proceso de negociación colectiva con los 5 sindicatos de trabajadores, el cual llegó a buen término y regirá por los próximos 3 años.

Parte de los pilares de la planificación estratégica, es el desarrollo de personas, que continúa siendo un factor relevante para la compañía. Junto con mantener programas que beneficien a los empleados como el programa de becas y financiamiento de estudios, formación en liderazgo y trabajo en equipo y desarrollo del equipo ejecutivo; el año pasado ingresamos al programa de certificación de competencias para electricistas, en una iniciativa impulsada por la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. logrando certificar a un centenar de empleados.

En el mes de noviembre inauguramos nuestro primer edificio corporativo en la ciudad de Osorno, donde cumplimos el histórico anhelo de reunir a todas las áreas de la administración central, junto al principal centro de atención a clientes, generando sinergias que sin duda nos permiten entregar un mayor nivel de satisfacción a nuestros clientes y un mejor lugar para trabajar a nuestros empleados.

Finalmente, al cierre del año anunció su retiro de la compañía el Gerente General, Francisco Mualim. Francisco se desempeñó como Gerente del Grupo por más de 4 años con gran dedicación y esfuerzo. En su reemplazo fue designado Francisco Alliende, que se desempeñó como Gerente de Administración y Finanzas del Grupo durante 6 años, y el último año como Subgerente General. Francisco Alliende cuenta con toda la confianza y apoyo del Directorio y la organización para llevar adelante los desafíos estratégicos del Grupo.

Confío en que el siguiente reporte será de interés y utilidad para todos ustedes, y que podrán ver el reflejo de un año de importantes avances y crecimiento para el Grupo Saesa, que esperamos por cierto siga evolucionando en los años venideros.

Afectuosamente,

Iván Díaz-Molina

Presidente del Directorio

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) 4147500
Fax	(2) 4147009
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

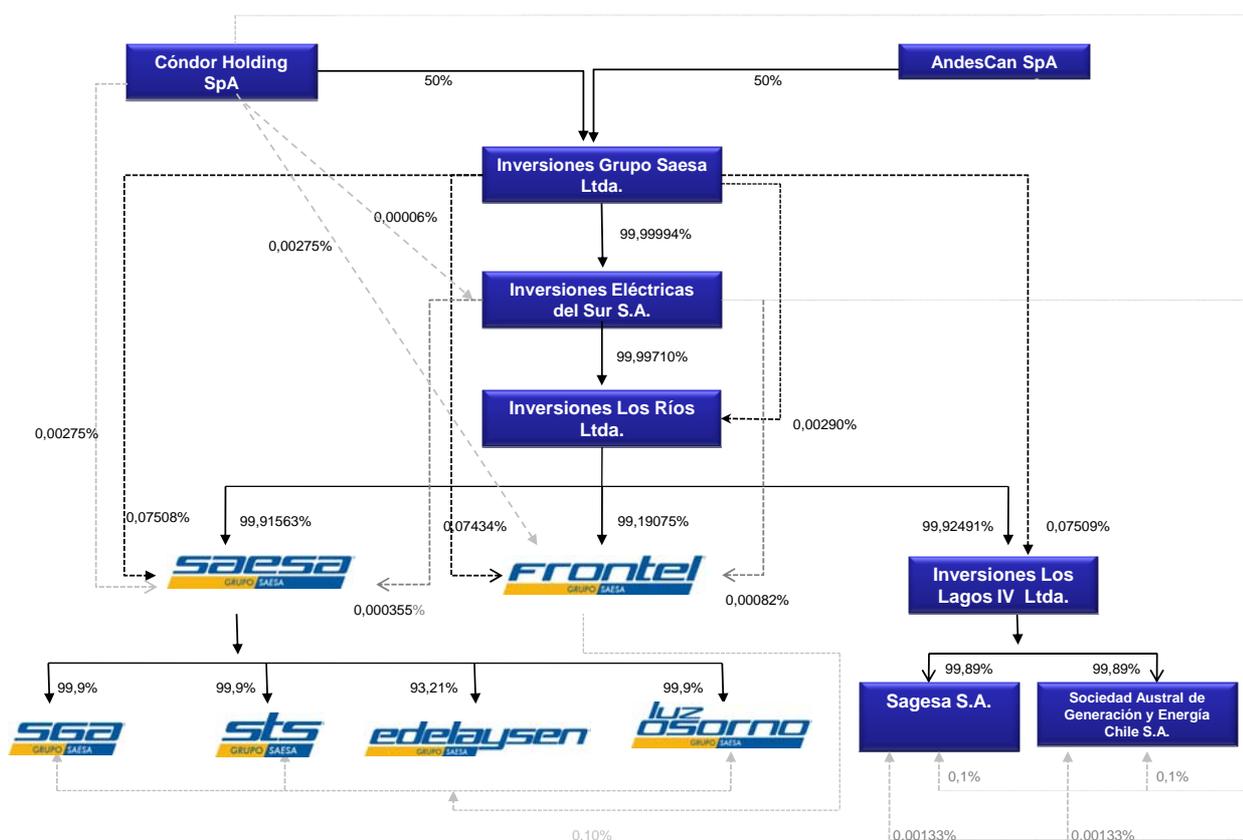
	MM\$	MM\$
	2011	2010
Ingresos	282.966	249.759
Margen Bruto	75.977	75.437
Ganancia	15.338	24.211
Activos	604.763	558.134
Pasivos	226.779	196.442
Patrimonio	377.984	361.692
Inversiones	31.935	25.454
EBITDA	38.389	41.740

Cifras Operacionales

	2011	2010
Venta de Energía (GWh)	1.693	1.597
Clientes (Miles)	356	346
Trabajadores	317	316
Líneas AT (km)	155	155
Líneas MT (km)	10.974	10.859
Líneas BT (km)	8.217	8.085
MVA Instalados (MT/BT)	510	500

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador, Inversiones Los Ríos Ltda., posee un 99,92% de Saesa, en forma directa.

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2011, el número de accionistas de Saesa alcanzaba a 152, 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	99,9156%
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%
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	1.130	33.881.993	33.883.123	0,0004%
Inversiones Eléctricas 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 acciones	620.094.448	9.004.793.838.412	9.005.413.932.860	100%

Durante el año 2011, se registraron las siguientes transacciones de acciones:

a) Canje 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 un canje de acciones, en virtud del cual los accionistas de la Antigua Saesa tuvieron derecho a recibir 1,057525696 acciones de la Sociedad por cada acción que poseían en la Antigua Saesa.

b) Compraventa de Acciones:

Vendedor	Comprador	Fecha	Cantidad de Acciones	Serie
Condor Holding SpA	Inversiones Los Ríos Ltda.	20-06-2011	71.866.853	A

c) Ejercicio Derecho a Retiro:

Los siguientes accionistas ejercieron derecho a retiro durante el año 2011, permaneciendo de modo temporal las acciones en manos de la Sociedad:

Accionista	Acciones Serie A	Acciones Serie B	Total Acciones
Gastón Cortés Cruz	1.098	32.930.252	32.931.350
Alfredo Doggenweiler	32	951.741	951.773

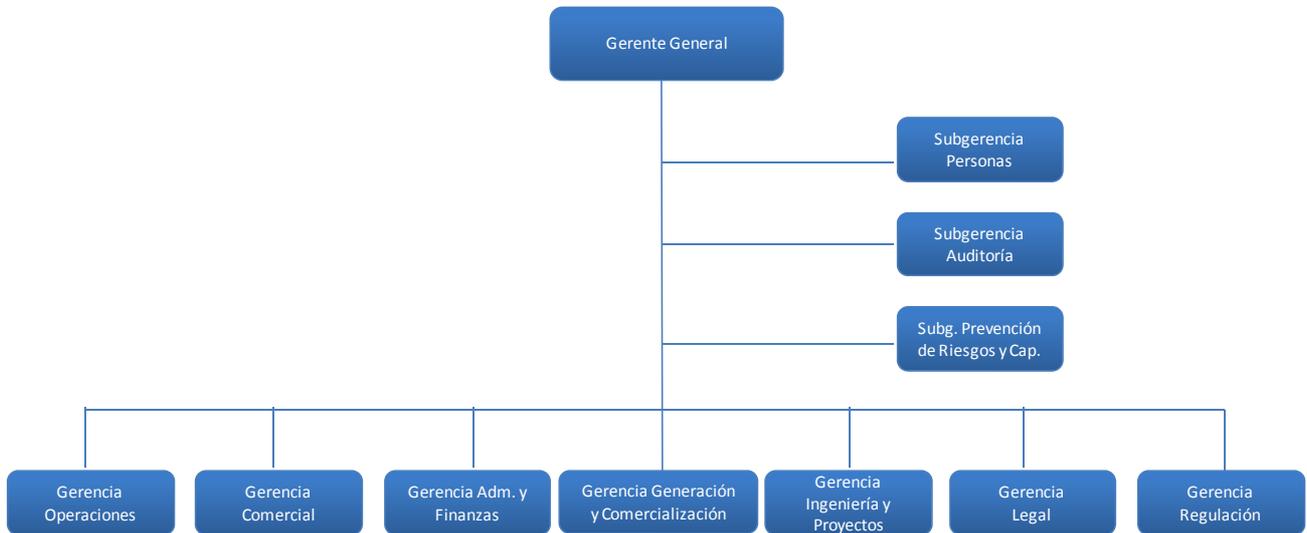
Directorio

Presidente	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9
Vicepresidente	Jorge Lesser García-Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Directores	Juzar Pirbhai/ Bachiller en Letras con mención en Economía/ Extranjero
	Olivia Steedman / Ingeniero Bachiller en Ciencias/ Extranjero
	Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil de Industrias/ Rut 7.011.905-6
	Robert Mah / Licenciatura en Comercio / Extranjero
	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	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4
Gerente Adm. y Finanzas	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K
Gerente Comercial	Iván Reyes Trujillo / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 6.069.138-K
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7
Gerente Ingeniería y Proyectos	Ramón Díaz Cortez / Ingeniero de Ejecución Eléctrico/ RUT 7.733.822-5
Subgerente Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 11.694.983-0
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez / Ingeniero Ejecución en Electricidad / RUT 6.183.482-6
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7
Audidores Externos	Deloitte

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

- Nuestras Personas

Con el objetivo de potenciar y fortalecer el desarrollo de los trabajadores, durante el 2011 las empresas del Grupo Saesa invirtieron un total de \$ 308 millones en capacitación, lo que originó que recibieran 67 mil horas de formación y entrenamiento. Ésta se desarrolló en distintos grupos y áreas en temas técnicos, de seguridad, desarrollo de habilidades de liderazgo, atención de clientes, calidad de servicio, aplicación de tarifas y dirección de proyectos.

Además, por séptimo año consecutivo, se llevó a cabo el Programa Crece, que beneficia a través de beca y/o financiamiento, estudios de post y pre-grado a trabajadores de la Compañía. Este programa cuenta con más de 250 trabajadores beneficiados y casi 100 titulados.

En este mismo ámbito, el 2011 la Compañía innovó a través de capacitaciones con plataforma E-Learning, herramienta que entrega una solución eficiente a las necesidades de capacitación para nuestra amplia zona geográfica. Más de 100 trabajadores fueron capacitados a través de esta herramienta.

En conjunto con las demás empresas de la Asociación de Empresas Eléctricas AG, se inició en 2011 un proceso de certificación de competencias laborales, en donde participaron más de 100 trabajadores eléctricos del Grupo Saesa, equivalente al 50% del total de cupos para la industria. Este proyecto impulsado por el Gobierno de Chile, a través de su programa Chile Valora, busca otorgar un reconocimiento a aquellos trabajadores que han aprendido el oficio mediante la experiencia. Se estima finalizar este proceso de certificación el primer trimestre de 2012.

Gracias a este beneficio los trabajadores podrán obtener un certificado, reconocido por todo el mercado eléctrico del país, que demuestre y reconozca lo aprendido en su vida laboral, otorgándoles un verdadero respaldo a su gestión, que les permita seguir potenciándose laboralmente.

Como es tradición, el Grupo Saesa llevó a cabo variadas actividades para reconocer y fomentar la integración entre los trabajadores y sus familias. Actividades masivas a lo largo de toda su zona de concesión, donde participaron no sólo los trabajadores, sino también sus hijos y cónyuges. Se destaca la entrega de distinciones a la excelencia académica de hijos de trabajadores, la celebración masiva del Día del Trabajador, premiación al mejor empleado por zona, celebración de Navidad y actividades especiales como apoyo a los niños de la Teletón.

En la ciudad de Valdivia, se realizó la 51ª Olimpiada del Grupo Saesa; encuentro anual al que se invita a todos los trabajadores y sus cónyuges para que disfruten de un fin de semana de competencias deportivas, entretenimiento y camaradería. Dentro de las actividades tradicionales de este evento se realizó la premiación por años de servicio, donde se reconoció a 34 trabajadores por sus 20, 25, 30, 35 y 40 años de servicio.

Cabe señalar que en 2011, nuevamente se aplicó una evaluación del clima organizacional, a través de una encuesta en donde participó un 95% de la dotación alcanzando un nivel de satisfacción de 79%. Esta herramienta aplicada anualmente desde 2004, ha permitido generar acciones que hacen del Grupo Saesa cada vez más una mejor empresa.

Hacia finales de 2011 se efectuó el proceso de negociación colectiva con los 5 sindicatos que agrupan al 70% de los trabajadores, llegando las partes a un acuerdo final para los próximos 3 años.

Nuestro Equipo:

	Saesa	STS	Edelaysen	Luz Osorno	Total
Gerentes y ejecutivos principales	25	-	1	-	26
Profesionales y técnicos	198	57	54	15	324
Administrativos y electricistas	95	8	14	7	124
Total	318	65	69	22	474

▪ Gestión Comercial

Durante el año 2011 se mantuvo también el foco en la diversificación de productos y servicios no regulados ofrecidos tanto al sector masivo como al de los clientes del sector B2B.

Incorporación de nuevas líneas de productos

Más Cerca, la línea de productos de retail, mantuvo su curva de crecimiento tanto en canales de venta, captación de clientes, como en diversificación de marcas y líneas de productos; terminando el año se incorporó la línea blanca al mix de productos, los que eran altamente solicitados y esperados por los clientes.

La incorporación de la línea blanca, impuso el desafío de llegar con el producto hasta el hogar del cliente, proceso que se ha realizado a la fecha de manera exitosa, y que es avalado por el buen resultado en las encuestas de satisfacción de clientes.

Grupos de respaldo

Debido a la necesidad de disminuir costos y mantener la continuidad en los procesos productivos de nuestros grandes clientes, uno de los productos que se ha consolidado durante el 2011 es el de venta o arriendo de equipos electrógenos a clientes industriales.

A través de una gran cantidad de grupos electrógenos, las empresas del Grupo Saesa brindan servicio de "corte de punta" y respaldo; estos equipos son entregados a clientes en arrendamiento, incorporando prestaciones adicionales según sus requerimientos como son, operación automática, mantenimiento e inclusive suministro de combustible.

Durante el año 2011 se instalaron once equipos electrógenos de 1000 KVA, con lo cual desde el año 2008 a la fecha ya se han instalado cincuenta y un equipos de 1000 KVA en arriendo.

Ejecución de proyectos especiales

Con el objeto de satisfacer las nuevas necesidades de los clientes, las empresas del Grupo Saesa comenzaron a desarrollar nuevas líneas de servicio que permitan transformarse en socios estratégicos de los clientes.

Durante el año 2011, las empresas del Grupo Saesa se adjudicaron un total de seis proyectos de montajes eléctricos de diversa complejidad.

Dentro de los proyectos destacan:

- Mall Paseo Castro: Consiste en la instalación interior de 27.000 mts² de construcción.
- Cunco, Sector Los Laureles: Se realizó la construcción de una Línea de MT y Subestación de 150 KVA para la Central Allipén.
- Puerto Montt, Camino costero Chiquihue: Se desarrolló la construcción de una Línea MT Subterránea, Línea BT y tableros eléctricos para la Piscicultura Ventisqueros S.A.

Desarrollo de Productos y Servicios

En la búsqueda de nuevas soluciones para el ámbito industrial y residencial, durante el 2011 se ejecutaron importantes proyectos con empresas de la zona. Destaca la implementación de un proyecto de sustitución de la matriz energética en procesos industriales críticos, en particular en la Piscicultura Novofish (Puerto Montt), se incorporó al proceso productivo una Bomba de Calor, que permite controlar la temperatura utilizando energía eléctrica, reemplazando así, el uso del gas o petróleo.

Así también, se dio respuesta a procesos productivos que son muy sensibles a las variaciones de voltaje y que requieren estándares que exceden la normativa; a estos clientes se le ofrece un equipo estabilizador de voltajes llamado SET DVR, que permite mantener la tensión de entrada en valores sumamente estables (+/- 0,5% del voltaje Nominal). Esta solución se implementó durante el 2011 en la Planta Colún y Piscicultura Novofish.

En relación al sector construcción / residencial, durante el 2011 se implementó un proyecto de calefacción eléctrica con equipamiento de cocina y agua caliente sanitaria en el edificio AHO (Osorno). El proyecto consistió en instalar equipos que permiten otorgar una solución limpia y ecológica dando el confort necesario al requerimiento del cliente, reemplazando así, el uso del gas, petróleo o leña como fuentes habituales para estos edificios.

Proyectos de Pequeños Medios de Generación Distribuido (PMGD)

Desde la entrada en vigencia del Decreto Supremo 244/2005 y Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO), a la fecha se han conectado a las redes de distribución de las empresas del Grupo Saesa un total de catorce PMGD, cuatro realizaron su puesta en marcha el año 2011.

Estos proyectos conectados el 2011 inyectan 5.73 MW, con lo cual la generación total de los PMGD conectados suministra un aproximado de 31 MW en nuestra zona de concesión.

Proyecto Puyehue Rupanco

El proyecto Puyehue Rupanco continúa en desarrollo, y contempla la puesta en servicio en dos etapas; la primera etapa en junio de 2012 y la segunda etapa a fines del año 2013.

El sistema considera la construcción de tramos de línea de 110 kV que suman cerca de 110 km, un tramo de línea en 220 kV de 22 km y dos tramos en distribución (23 kV) de cerca de 9 km. El proyecto incluye el diseño y construcción de tres subestaciones de transformación y una conexión a la subestación Barro Blanco. Estas instalaciones permitirán la evacuación de más de 10 centrales de pasada.

- Programa de Electrificación Rural

El Programa de Electrificación Rural del Gobierno de Chile, es de carácter social, y tiene como propósito mejorar la calidad de vida de las familias en los sectores rurales que demandan este servicio básico como un legítimo derecho de equidad social.

Desde sus inicios, el Grupo Saesa ha estado comprometido con la construcción de cada uno de los proyectos. Estas obras son financiadas por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), la empresa y los beneficiarios de los proyectos. La ruralidad, en muchos casos extrema, que se vive en la zona sur del país, hacen invaluable el aporte de la electrificación en el progreso de estas comunidades.

Proyectos Conectados

Durante el año 2011 se conectaron los siguientes proyectos:

Empresa	N° Proyectos	Aporte FNDR M\$	Aporte Empresa M\$	MT (Km)	BT (Km)	BT Comun (Km)	Beneficiarios
Saesa	4	524.960	232.399	69,79	21,94	13,34	254

Durante el año 2011 se contrataron los siguientes proyectos:

Empresa	N° Proyectos	Aporte FNDR M\$	Aporte Empresa M\$	MT (Km)	BT (Km)	BT Comun (Km)	Beneficiarios
Saesa	14	4.006.894	283.258	105,84	68,66	11,92	637

Proyectos destacados

Proyecto de Electrificación rural Isla Tranqui conectado el año 2011

Proyecto contratado el año 2005 por el Gobierno Regional de los Lagos, ubicado en la Comuna de Queilen, provincia de Chiloé. Consideró 62,99 KM de MT; 15.35 KM de BT y 10.9 KM de BTC. con una potencia instalada de 260 KVA, beneficiando a 288 familias de la Isla Tranqui.

El proyecto contemplo un cruce aéreo trifásico de 1.300 mts soportada en un atorre metálica de 42 mts. en el sector chanco y tres postes de concreto de 15 mts de armado en el sector San Jose de Isla Tranqui.

- Medio Ambiente

Durante el año 2011 el Grupo Saesa sometió a evaluación ambiental por parte de la autoridad 9 nuevos proyectos de inversión relacionados a subestaciones de transmisión, líneas de transmisión y centrales generadoras mayores a 3 MW. Seis de estos proyectos ya fueron aprobados por los respectivos Servicios de Evaluación Ambiental y se encuentran en distintas etapas de su implementación.

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 2011 se retiraron desde diversas instalaciones de la compañía, aproximadamente 140.000 litros de residuos líquidos, compuesto por aceites de motor usados y agua contaminada con hidrocarburos, para su posterior tratamiento y reutilización. En total, 150 toneladas de residuos sólidos fueron derivados a empresas autorizadas para su tratamiento y disposición final.

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., Edelaysen, 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 Edelaysen, 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, adquirieron 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).

Actividades de la Sociedad

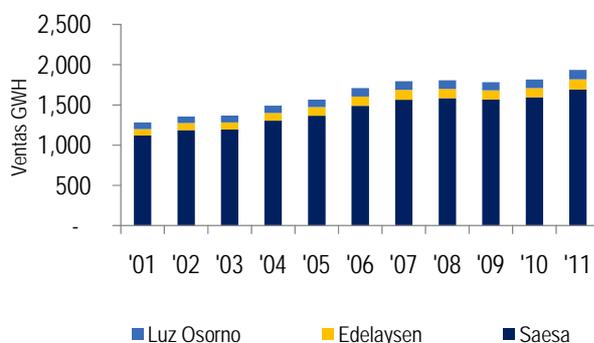
Saesa es la principal filial del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Saesa distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, Región de La Araucanía, y Palena, Región de Los Lagos. En forma individual atiende a más 356 mil clientes.

Además, participa 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.

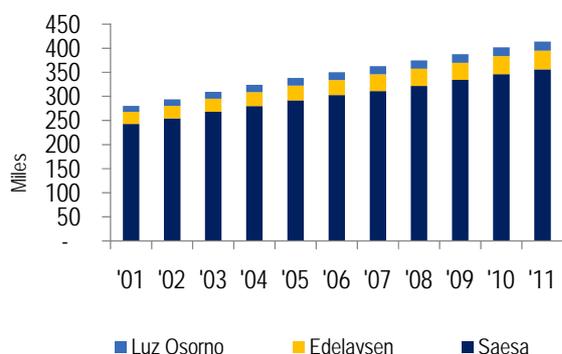
En los últimos 10 años, esta sociedad, ha presentado una tasa media de crecimiento en ventas de energía cercana al 5%. Factor clave en este crecimiento ha sido el importante desarrollo que ha experimentado la industria salmonera y sectores afines, especialmente en las provincias de Llanquihue y Chiloé, 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.

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 \$10.742 millones durante el año 2011



Las ventas de energía durante el 2011, de Saesa y sus filiales, alcanzaron a 1.935 GWh.



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio atendían a 414 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,9% respecto del año 2010.

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:

	2011
Líneas Alta Tensión (km)	155
Líneas Media Tensión (km)	10.974
Líneas Baja Tensión (km)	8.217
MVA Instalados MT/BT	510

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 cuentan con 3.084 clientes, con ventas durante el año 2011 de 4.663 MWh.

Empresas Filiales

Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$13.301.733

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

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.

Durante el año, STS realizó inversiones por \$17.122 millones, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

Directorio y Administración

Presidente	Iván Díaz - Molina
Vicepresidente	Jorge Lesser García-Huidobro
Directores	Juzar Pirbhai-Olivia Steedman-Juan Ignacio Parot B.-Robert Mah-Kevin Roseke-Ben Hawkins
Gerente General	Francisco Allende Arriagada
Gerente Operaciones	Rodrigo Miranda Díaz
Gerente Adm. y Finanzas (I)	Francisco Allende Arriagada
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees
Gerente Comercial	Iván Reyes Trujillo
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Gerente Ingeniería y Proyectos	Ramón Díaz Cortez
Subgerente Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz

Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2011	2010
Ingresos	14.423	17.146
Margen Bruto	14.378	17.035
Ganancia	6.674	9.398
Activos	126.610	105.766
Pasivos	46.208	28.612
Patrimonio	80.403	77.154
Inversiones	17.122	10.746
EBITDA	10.687	13.194

Cifras Operacionales

	2011	2010
Trabajadores	65	47
Instalaciones propias		
Líneas AT 110-66 kV(km)	572	587
MVA Instalados 220-110-66 kV	480	470
MVA Instalados 220-110-66/23-13.2 kV	739	732
Instalaciones de Terceros operadas		
Líneas AT 110-66 kV(km)	222	222
MVA Instalados 110-66/23-13.2 kV	221	221

Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelaysen

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

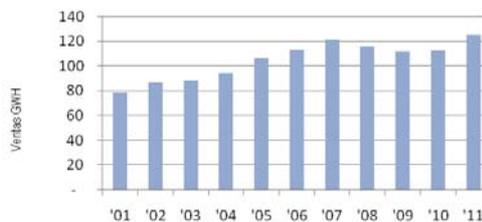
Capital suscrito y pagado: M\$37.005.894

Participación Soc. Austral de Electricidad S.A.: 93,21% (Directa)

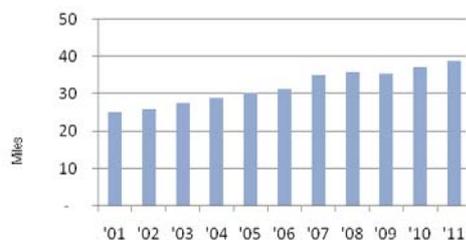
Edelaysen desarrolla sus actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén, a través de cinco sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins, Amengual-La Tapera y Santa Bárbara (Nueva Chaitén); y tres sistemas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

Edelaysen efectuó inversiones por \$3.258 millones durante el año 2011, 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 2011 alcanzaron a 125 GWh.



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 39 mil clientes.

Directorio y Administración

Presidente	Iván Díaz - Molina
Vicepresidente	Jorge Lesser García-Huidobro
Directores	Juzar Pirbhai-Olivia Steedman-Juan Ignacio Parot B.-Robert Mah-Kevin Roseke-Ben Hawkins
Gerente General	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Operaciones	Rodrigo Miranda Díaz
Gerente Adm. y Finanzas (I)	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees
Gerente Comercial	Iván Reyes Trujillo
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Gerente Ingeniería y Proyectos	Ramón Díaz Cortez
Subgerente Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz

Antecedentes Financieros

	MM\$	
	2011	2010
Ingresos	15.056	14.436
Margen Bruto	10.005	11.446
Ganancia	3.816	4.005
Activos	70.533	66.873
Pasivos	8.922	7.933
Patrimonio	61.611	58.940
Inversiones	3.258	2.267
EBITDA	5.762	6.562

Cifras Operacionales

	2011	2010
Venta de Energía (GWh)	125	112
Clientes (Miles)	39	37
Trabajadores	69	65
Líneas MT (km)	2.034	1.994
Líneas BT (km)	940	893
MVA Instalados (MT/BT)	43	41

	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% (Directa)

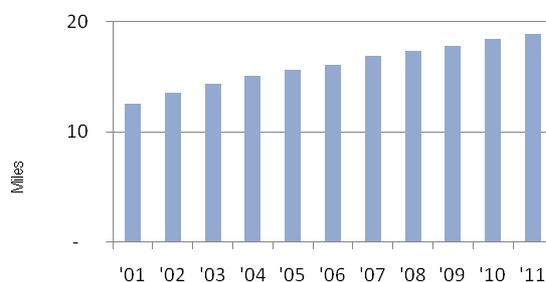
Luz Osorno tiene por objeto la distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.

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.

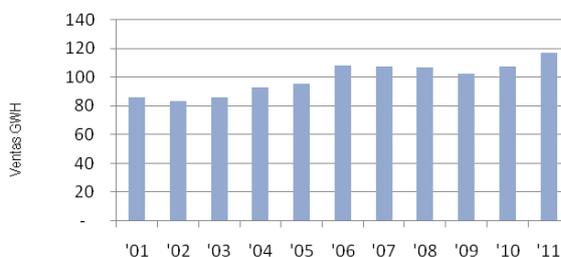
Debido al complejo escenario originado por la quiebra de Campanario S.A. la Superintendencia de Electricidad y Combustible, emitió la Resolución Exenta

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 el ejercicio 2011 se efectuaron inversiones por \$815 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 19 mil clientes



Las ventas de energía durante el 2011 alcanzaron a 117 GWh.

Directorio y Administración

Presidente	Iván Díaz - Molina
Vicepresidente	Jorge Lesser García-Huidobro
Directores	Juzar Pirbhai-Olivia Steedman-Juan Ignacio Parot B.-Robert Mah-Kevin Roseke-Ben Hawkins
Gerente General	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Operaciones	Rodrigo Miranda Díaz
Gerente Adm. y Finanzas (I)	Francisco Alliende Arriagada
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees
Gerente Comercial	Iván Reyes Trujillo
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Gerente Ingeniería y Proyectos	Ramón Díaz Cortez
Subgerente Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz

Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2011	2010
Ingresos	12.124	11.277
Margen Bruto	2.753	2.762
Ganancia	689	984
Activos	17.805	17.890
Pasivos	4.054	4.336
Patrimonio	13.751	13.554
Inversiones	815	623
EBITDA	1.328	1.657

Cifras Operacionales

	2011	2010
Venta de Energía (GWh)	117	107
Clientes (Miles)	19	18
Trabajadores	22	21
Líneas MT (km)	3.605	3.598
Líneas BT (km)	625	602
MVA Instalados (MT/BT)	66	67

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\$
	2011	2010
Ingresos	63.937	45.746
Margen Bruto	4.666	2.531
Ganancia	2.750	5.414
Activos	19.500	17.432
Pasivos	6.671	9.268
Patrimonio	12.828	8.163
EBITDA	3.875	2.484

Directorio y Administración

Presidente	Iván Díaz - Molina
Vicepresidente	Jorge Lesser García-Huidobro
Directores	Juzar Pirbhai-Olivia Steedman-Juan Ignacio Parot B.-Robert Mah-Kevin Roseke-Ben Hawkins
Gerente General	Francisco Allende Arriagada
Gerente Operaciones	Rodrigo Miranda Díaz
Gerente Adm. y Finanzas (I)	Francisco Allende Arriagada
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees
Gerente Comercial	Iván Reyes Trujillo
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Gerente Ingeniería y Proyectos	Ramón Díaz Cortez
Subgerente Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz

Factores de Riesgo

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. 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 existen riesgos financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

Riesgo Regulatorio

- 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 la "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

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, continúa en el Congreso la tramitación del proyecto de modificación a la Ley Eléctrica en materias relacionadas con la distribución, presentada por el Poder Ejecutivo a fines del año 2007, sin mostrar mayores avances en su tramitación.

Hacia fines del primer semestre del 2011 se han presentado indicaciones a los siguientes proyectos de modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE):

- Ampliación de la matriz energética mediante el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, en adelante Proyecto ERNC, e
- Incentivo de las inyecciones de energía proveniente de medios renovables no convencionales, conectados a la redes de distribución, mediante el uso de los mismos empalmes de conexión a la red utilizados para el suministro a clientes finales, en adelante Proyecto net metering.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

- **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 filial SGA comercializa la energía que compra a la relacionada SAGESA en el mercado spot.

En caso de 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 de ésta en forma económica y segura. En cambio, si el generador cuenta con contratos de suministro, el generador comprará al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez entregará la energía a sus clientes al precio establecido en dichos contratos 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.

Cabe señalar que también existen costos asociados a la comercialización y transporte de energía los cuales se encuentran contemplados en la legislación eléctrica y dependiendo del tipo de contrato, pueden ser transferidos o no al cliente final.

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 el 90% de su energía a precios spot.

- **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.

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 Edelayesen, 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.

- **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 a principios o mediados del 2012 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 no se esperan efectos adversos en los ingresos de la compañía.

- **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 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.

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, de manera que a fines de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa su ejecución.

- **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 3 años (2012 - 2014).

Riesgo 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 84% 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.

Por otro lado, cerca del 70% de la deuda financiera está a tasa fija, un 14% a tasa variable y un 16% a tasa variable pero protegida por 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, este valor 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 2011 asciende a M\$15.068212.

Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

	M\$
Utilidad Líquida Distribuible ejercicio 2011:	
A pagar dividendo final N° 3	15.068.000
Utilidades Distribuibles ejercicios anteriores:	
A pagar dividendo adicional N° 4	1.932.000
Utilidad a distribuir	17.000.000

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 3 de \$ 0,00167322 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.11. Este dividendo representa alrededor de un 100% de la utilidad.

Adicionalmente, el Presidente propone a la Junta, destinar M\$1.932.000 al pago de un dividendo adicional de \$ 0,00021454 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades distribuible de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto.

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 2011 ascendía a M\$ 304.502.828 distribuido en 9.005.413.932.860 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 2011 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	304.502.828
Ganancias (pérdidas) acumuladas	32.134.066
Otras reservas	24.574.685
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	361.211.579

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. El año 2011 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores a los señores Jorge Lesser García - Huidobro, Iván Díaz - Molina, John Watt, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

En sesión de Directorio de fecha 8 de noviembre renunciaron a su cargo los directores de la Sociedad los señores Adil Rahmathulla, John Watt y Thomas Gray. En la misma sesión, se designó como directores reemplazantes a los señores Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke.

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:

	2011	2010
Jorge Lesser G.	21.960	5.380
Iván Díaz M.	20.116	385
Pedro Pablo Errázuriz D.	892	8.518
Lawrence Coben	-	7.697
Total	42.968	21.980

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 2012.

No existen remuneraciones percibidas por Gerentes y principales ejecutivos de la sociedad durante el ejercicio 2011.

Durante 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

Las empresas del Grupo Saesa 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, Saesa posee para sus instalaciones pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria.

Hechos Relevantes

Con fecha 16 de enero de 2011 renunció al cargo de Presidente del Directorio y de la Sociedad el señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, asumiendo dicho cargo, hasta la siguiente sesión de Directorio, el señor Thomas Gray. En sesión de Directorio celebrada con fecha 25 de enero de 2011, el Directorio de la Sociedad nombró Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García - Huidobro y Vicepresidente el señor Thomas Gray.

El día 14 de abril de 2011, el Directorio de la Sociedad citó a Junta Ordinaria de Accionistas, la que se celebró con fecha 30 de marzo de 2011, en la cual:

- a. Se acordó el pago de un dividendo de \$0,00176 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, lo que significa un pago total de M\$15.000.000 por este concepto.
- b. Se renovó totalmente el Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores, por un periodo de dos años, a los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, John Watt, Kevin Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

Con fecha 6 de abril de 2011 el Directorio de la Sociedad eligió como Presidente al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

En sesión de Directorio de fecha 16 de agosto de 2011, el Directorio tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Kevin David Kerr. Se designó en su reemplazo al señor Juan Ignacio Parot Becker, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas.

Con fecha 7 de noviembre de 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).

Inversiones Grupo Saesa Limitada es la sociedad controladora del Grupo Saesa, el que está integrado por las empresas Inversiones Eléctricas del Sur S.A., Inversiones Los Ríos Limitada, Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sistema de Transmisión del Sur S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A., Sociedad Generadora Austral S.A., Inversiones Los Lagos IV Limitada y Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

El 50% restante de los derechos sociales en Inversiones Grupo Saesa Limitada permanece en poder de AndesCan SpA, filial de Ontario Teachers' Pension Plan Board.

La operación informada no implica un cambio de control en las sociedades del Grupo Saesa indicadas precedentemente, pero sí un cambio en uno de los miembros controladores.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 8 de Noviembre de 2011, renunciaron a su cargo los directores de la Sociedad los señores Adil Rahmathulla, John Watt y Thomas Gray. En la misma sesión, se designó como directores reemplazantes a los señores Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke.

Declaración de Responsabilidad



Iván Díaz-Molina
Presidente



Jorge Lesser G.
Vicepresidente



Juzar Pirbhai
Director



Olivia Steedman
Director



Juan Ignacio Parot B.
Director



Robert Mah
Director



Kevin Roseke
Director



Ben Hawkins
Director



Francisco Alliende A.
Gerente General

Estados Resumidos

Sociedad Austral de Electricidad S.A. - Saesa

Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2011, 31 de diciembre de 2010)

	31-Dic-2011	31-Dic-2010
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	99.475.152	81.778.404
Activos No Corrientes	505.287.727	476.356.198
Total Activos	604.762.879	558.134.602

	31-Dic-2011	31-Dic-2010
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	89.233.063	80.060.208
Pasivos No Corrientes	137.545.662	116.382.478
Total Pasivos	226.778.725	196.442.686
Total Patrimonio Neto	377.984.154	361.691.916
Total Patrimonio Neto y Pasivos	604.762.879	558.134.602

Estados Consolidados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2011 y 2010)

	31-Dic-2011	31-Dic-2010
M\$		
Margen Bruto	75.977.746	75.437.683
Ganancia Antes de Impuesto	18.590.421	28.870.723
Impuesto a las Ganancias	(3.252.840)	(4.658.928)
Ganancia	15.337.581	24.211.795

Estados Consolidados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2011 y 2010)

	31-Dic-2011	31-Dic-2010
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	47.085.795	40.063.124
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(34.353.374)	(31.816.974)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.312.838)	(31.692.694)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(5.524)	15.693
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	11.414.059	(23.430.851)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	12.760.606	36.191.457
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	24.174.665	12.760.606

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2011 y 2010)

	31-Dic-2011	31-Dic-2010
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	361.691.916	375.547.955
Cambios en Patrimonio	16.292.238	(13.856.039)
Saldo Final Periodo Actual	377.984.154	361.691.916

Estados Financieros Consolidados

**correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2011**

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Y FILIALES**

Miles de pesos

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados consolidados de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y a los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de Sociedad Austral de Electricidad S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base en las auditorías que efectuamos.

Nuestras auditorías fueron efectuadas 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 de que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros consolidados. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra 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 afiliadas al 31 de diciembre de 2011 y 2010, 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.



Marzo 13, 2012



Rut: 6.303.649-8

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2011 y 2010
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	24.174.665	12.760.606
Otros Activos Financieros, Corriente	5	2.263.678	-
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	58.549.433	55.917.028
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	612.121	3.168.753
Inventarios	8	8.597.962	7.679.481
Activos por Impuestos Corrientes	9	4.783.375	1.805.801
Otros Activos no Financieros, Corrientes		493.918	446.735
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	81.778.404
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		99.475.152	81.778.404
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	-	1.069.333
Otros Activos No Financieros, No Corriente		130.165	123.346
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	8.322.536	2.389.671
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	24.691.511	24.746.728
Plusvalía	12	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	291.439.703	271.156.029
Activos por Impuestos Diferidos	14	6.287.806	2.455.085
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		505.287.727	476.356.198
TOTAL ACTIVOS		604.762.879	558.134.602

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2011 y 2010
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15	25.613.298	17.065.251
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	37.470.849	30.807.617
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	7.960.809	20.140.131
Otras Provisiones	18	893.041	841.180
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	3.564.094	3.253.433
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	10.930.641	4.919.444
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	18	2.800.331	3.033.152
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		89.233.063	80.060.208
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		89.233.063	80.060.208
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	116.408.801	91.943.639
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	11.915.289	20.658.757
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	20	6.146.205	709.578
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	3.075.367	3.070.504
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		137.545.662	116.382.478
PATRIMONIO			
Capital Emitido	21	304.502.828	304.485.617
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	21	44.613.602	41.888.405
Otras Reservas	21	24.574.685	11.174.236
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		373.691.115	357.548.258
Participaciones No Controladoras	21	4.293.039	4.143.658
TOTAL PATRIMONIO		377.984.154	361.691.916
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		604.762.879	558.134.602

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010
 (En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales	Nota	01/01/2011 al 31/12/2011 M\$	01/01/2010 al 31/12/2010 M\$
Ganancia (Pérdida)			
Ingresos de Actividades Ordinarias	22	264.574.085	235.343.422
Otros ingresos, por Naturaleza	22	18.392.262	14.415.974
Materias Primas y Consumibles Utilizados	23	(206.988.601)	(174.321.713)
Gastos por Beneficios a los Empleados	24	(10.584.349)	(10.310.853)
Gasto por Depreciación y Amortización	25	(11.104.399)	(11.279.688)
Otros Gastos por Naturaleza	26	(27.004.409)	(23.386.173)
Otras Ganancias (Pérdidas)	36	1.610	3.468.629
Ingresos Financieros	27	822.114	518.473
Costos Financieros	27	(4.098.163)	(3.552.759)
Diferencias de Cambio	27	(1.110.826)	533.451
Resultados por Unidades de Reajuste	27	(4.308.903)	(2.558.040)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		18.590.421	28.870.723
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(3.252.840)	(4.658.928)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		15.337.581	24.211.795
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		15.337.581	24.211.795
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		15.068.212	23.920.894
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	21	269.369	290.901
Ganancia (pérdida)		15.337.581	24.211.795
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas (*)	\$/acción	0,0016732	0,1328244
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	0,0016732	0,1328244

(*) Debido a la fusión materializada con fecha 31 de mayo de 2011, la Sociedad realizó una redenominación de sus acciones, por lo que cada accionista recibió 50 acciones nuevas por cada una de las que eran propietarios.

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010
 (En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2011 al 31/12/2011 M\$	01/01/2010 al 31/12/2010 M\$
Ganancia (Pérdida)		15.337.581	24.211.795
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		1.116.003	(544.679)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		1.116.003	(544.679)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		(46.069)	171.002
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(46.069)	171.002
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		1.069.934	(373.677)
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		5.960	(29.070)
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		5.960	(29.070)
Otro Resultado Integral		1.075.894	(402.747)
Resultado Integral Total		16.413.475	23.809.048
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		16.142.991	23.518.550
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		270.484	290.498
Resultado Integral Total		16.413.475	23.809.048

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de cambios en el patrimonio neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010
 (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 01/01/2011	304.485.617	-	-	-	(1.583.657)	141.790	-	12.616.103	11.174.236	41.888.405	357.548.258	4.143.658	361.691.916
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	41.888.405	357.548.258	4.143.658	361.691.916
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										15.068.212	15.068.212	269.369	15.337.581
Otro resultado integral					1.114.888	(40.109)			1.074.779		1.074.779	1.115	1.075.894
Resultado integral											16.142.991	270.484	16.413.475
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	(121.103)	12.204.567
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto													-
Total de cambios en patrimonio	17.211	-	-	-	1.114.750	(40.097)	-	12.325.796	13.400.449	2.725.197	16.142.857	149.381	16.292.238
Saldo Final al 31/12/2011	304.502.828	-	-	-	(468.907)	101.693	-	24.941.899	24.574.685	44.613.602	373.691.115	4.293.039	377.984.154

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 01/01/2010	332.757.617				(1.039.523)			12.616.103	11.576.580	27.269.305	371.603.502	3.944.453	375.547.955
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	332.757.617	-	-	-	(1.039.523)	-	-	12.616.103	11.576.580	27.269.305	371.603.502	3.944.453	375.547.955
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										23.920.894	23.920.894	290.901	24.211.795
Otro resultado integral					(544.134)	141.790			(402.344)		(402.344)	(403)	(402.747)
Resultado integral											23.518.550	290.498	23.809.048
Dividendos										(8.383.952)	(8.383.952)		(8.383.952)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(28.272.000)										(28.272.000)		(28.272.000)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios										(917.842)	(917.842)	(91.293)	(1.009.135)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto													-
Total de cambios en patrimonio	(28.272.000)	-	-	-	(544.134)	141.790	-	-	(402.344)	14.619.100	(14.055.244)	199.205	(13.856.039)
Saldo Final al 31/12/2010	304.485.617	-	-	-	(1.583.657)	141.790	-	12.616.103	11.174.236	41.888.405	357.548.258	4.143.658	361.691.916

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujo de Efectivo Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2011 al 31/12/2011 M\$	01/01/2010 al 31/12/2010 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		321.073.120	285.157.933
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		320.790.363	284.746.125
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		77.713	181.663
Otros cobros por actividades de operación		205.044	230.145
Clases de pagos		(270.318.102)	(244.493.905)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(255.379.458)	(224.032.497)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(10.289.275)	(8.233.299)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		-	492
Otros pagos por actividades de operación		(4.649.369)	(12.228.601)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(3.669.223)	(600.904)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		47.085.795	40.063.124
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(13.744.000)	(4.515.200)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		4.750	83.878
Compras de propiedades, planta y equipo		(36.481.797)	(30.290.678)
Cobros a entidades relacionadas		15.087.200	2.486.000
Intereses recibidos		780.473	419.026
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(34.353.374)	(31.816.974)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		56.963.280	16.500.000
Total importes procedentes de préstamos		56.963.280	16.500.000
Préstamos de entidades relacionadas		18.525.000	10.206.934
Pagos de préstamos		(30.997.362)	(22.782.951)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(26.329.860)	(1.532.000)
Dividendos pagados		(15.085.850)	(1.834.583)
Intereses pagados		(4.388.046)	(3.975.733)
Otras entradas (salidas) de efectivo		-	(28.274.361)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.312.838)	(31.692.694)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		11.419.583	(23.446.544)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(5.524)	15.693
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(5.524)	15.693
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		11.414.059	(23.430.851)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		12.760.606	36.191.457
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4	24.174.665	12.760.606

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1	Información General y Descripción del Negocio	10
2	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1	Principios contables	11
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	11
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	12
2.4	Período cubierto	13
2.5	Bases de preparación	14
2.6	Entidades filiales	14
2.7	Principios de consolidación y combinación de negocios	14
2.8	Moneda funcional	15
2.9	Bases de conversión	15
2.10	Compensación de saldos y transacciones	15
2.11	Propiedades, planta y equipo	15
2.12	Activos intangibles	17
2.12.1	Plusvalía comprada	17
2.12.2	Servidumbres	17
2.12.3	Programas informáticos	17
2.12.4	Gastos de investigación y desarrollo	17
2.13	Deterioro de los activos	17
2.14	Arrendamientos	18
2.15	Instrumentos financieros	19
2.15.1	Activos Financieros no derivados	19
2.15.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	19
2.15.3	Pasivos financieros no derivados	19
2.15.4	Derivados y operaciones de cobertura	20
2.15.5	Instrumentos de patrimonio	21
2.16	Inventarios	21
2.17	Otros pasivos no financieros	21
2.17.1	Ingresos diferidos	21
2.17.2	Subvenciones estatales	21
2.17.3	Obras en construcción para terceros	21
2.18	Provisiones	21
2.19	Beneficios a los empleados	22
2.20	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	22
2.21	Impuesto a las ganancias	22
2.22	Reconocimiento de ingresos y gastos	23
2.23	Ganancias por acción	23
2.24	Dividendos	23
2.25	Estado de flujos de efectivo	24
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	25
3.1	Generación eléctrica	25
3.2	Transmisión y subtransmisión	26
3.3	Distribución	26
3.4	Marco regulatorio	28
3.4.1	Aspectos generales	28
3.4.2	Ley Corta I	28
3.4.3	Ley Corta II	29
3.4.4	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	30
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	31
5	Otros Activos Financieros Corrientes	31
6	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	32
7	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	34
8	Inventarios	37
9	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	38
10	Otros Activos Financieros no Corriente	39
11	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	40
12	Plusvalía Comprada	41
13	Propiedades, planta y equipos	41
14	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	43
14.1	Impuesto a la renta	43
14.2	Impuestos diferidos	44
15	Otros Pasivos Financieros	45
16	Política de Gestión de Riesgos	48

16.1	Riesgo de negocio.....	48
16.1.1	Riesgo Regulatorio	48
16.2	Riesgo financiero.....	51
16.2.1	Tipo de cambio	52
16.2.2	Variación UF	52
16.2.3	Tasa de interés	52
16.2.4	Riesgo de liquidez.....	52
16.2.5	Riesgo de crédito.....	53
16.2.6	Instrumentos financieros por categoría	54
16.2.7	Instrumentos derivados.....	55
16.2.8	Valor Justo de instrumentos financieros.....	55
17	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	57
18	Provisiones.....	57
18.1	Provisiones corrientes	57
18.1.1	Otras Provisiones.....	57
18.1.2	Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados.....	58
18.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	59
18.3	Juicios y multas	60
18.3.1	Juicios.....	60
18.3.2	Multas	61
19	Otros Pasivos no Financieros Corrientes.....	61
20	Otros Pasivos no Financieros No Corrientes	61
21	Patrimonio	62
21.1	Patrimonio neto de la Sociedad.....	62
21.1.1	Capital suscrito y pagado.....	62
21.1.2	Dividendos	62
21.1.3	Disminuciones de capital	62
21.1.4	Otras reservas	63
21.1.5	Diferencias de conversión.....	64
21.1.6	Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	64
21.2	Gestión de capital.....	64
21.3	Restricciones a la disposición de fondos	64
21.4	Participaciones no controladoras.....	65
22	Ingresos	66
23	Materias Primas y Consumibles Utilizados	66
24	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	66
25	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	67
26	Otros Gastos por Naturaleza	67
27	Resultado Financiero.....	67
28	Información por Segmento	68
29	Hechos Posteriores	72
30	Medio Ambiente	72
31	Garantías Comprometidas con Terceros	73
32	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	73
33	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	74
34	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	75
35	Moneda Extranjera	77
36	Otras Ganancias (Pérdidas)	77

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010

(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 la 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, Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelaysen, inscrita con el número 28 y Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, inscrita con el número 114.

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 Edelaysen 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 y otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

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 13 de marzo de 2012. 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 2011:

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 24, Revelación de Partes Relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación - Clasificación de Derechos de Emisión	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de febrero de 2010
Mejoras a NIIFs Mayo 2010 – colección de enmiendas a siete Normas Internacionales de Información Financiera	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011

Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 19, Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2010

Enmiendas a Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 14, El límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad y sus filiales en estos estados financieros consolidados.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2012 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 Consolidado	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	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 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero 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 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 – (ii) Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011 (para transferir activos financieros). Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013 (para modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros)
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 estas normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros del Grupo.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se ha dado cumplimiento a las NIIF.

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 año.

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 los estados de situación financiera de Saesa (Ex Los Lagos II) y filiales al 31 de diciembre de 2011 y 2010, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

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).

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.

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			31/12/2010 TOTAL
				31/12/2011			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	
CHILE	96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (*)	\$ Chilenos	0,0000%	0,0000%	0,0000%	99,9921%
CHILE	96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,2067%	0,0000%	93,2067%	93,1797%
CHILE	96.531.500-4	COMPANIA 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%

(*) En mayo de 2011 se produjo la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Saesa).

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:

	31.12.2011	31.12.2010
Dólar Estadounidense	519,20	468,01
Unidad de Fomento	22.294,03	21.455,55

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\$963.824, por el año terminado al 31 de diciembre de 2011 y a M\$632.866, por el año terminado al 31 de diciembre de 2010.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$1.278.124 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011 y a M\$999.328 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010.
- 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 incurrían.

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	30-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	20-80
Equipo de tecnología de la información :	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios :	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehiculos	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 período 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 valorización 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 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1 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 con el uso de sus líneas de subtransmisión. Actualmente estas líneas se encuentran en construcción. Una vez finalizada la construcción, se dará comienzo a la amortización del monto registrado en el pasivo como pago anticipado, abonando resultados en correlación con la depreciación del activo relacionado.

2.17.2 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.

2.17.3 Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas 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.

2.18 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad espera 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.

2.19 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.

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

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 año se presenta en el ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.20 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.

2.21 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, 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.

2.22 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.23 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.

2.24 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 distributable 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.

2.25 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 Edelayesen, 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.

- 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 periodos de al menos cuatro años.
- 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.
- 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 Edelayesen, 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

Pertencen 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 necesarios 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:** 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 tarififica 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 tarifificación 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 2011 y 2010 es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Efectivo en Caja	835.886	1.445.040
Saldo en Bancos	1.072.491	2.063.386
Otros instrumentos de renta fija	22.266.288	9.252.180
Totales	24.174.665	12.760.606

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como 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.

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	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	24.167.341	12.748.224
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	7.324	12.382
Totales		24.174.665	12.760.606

5 Otros Activos Financieros Corrientes

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 la Sociedad y sus filiales presentan el siguiente saldo en este rubro:

Otros Activos Financieros	Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Derivados (*)	2.263.678	-
Total	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 2011 y 2010 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2011		31/12/2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	44.132.088	-	43.639.054	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	18.721.756	8.846.975	15.950.991	2.853.749
Totales	62.853.844	8.846.975	59.590.045	2.853.749

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2011		31/12/2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	41.278.505	-	41.395.339	-
Otras cuentas por cobrar, neto	17.270.928	8.322.536	14.521.689	2.389.671
Totales	58.549.433	8.322.536	55.917.028	2.389.671

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2011 es de M\$ 66.871.969 y al 31 de diciembre de 2010 es de M\$ 58.306.699.

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 2011 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 413 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 %
Residencial	361.060	32%
Comercial	33.007	31%
Industrial	2.868	26%
Otros	16.801	11%
Total	413.736	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 fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y 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 de las filiales STS y SGA 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. 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 estas filiales está acotado.

- c) Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 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	31/12/2011	31/12/2010
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	12.536.332	10.849.885
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.445.049	1.080.600
Con vencimiento entre seis y doce meses	730.473	383.876
Con vencimiento mayor a doce meses	195.088	116.227
Totales	14.906.942	12.430.588

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	1%	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) 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 2010	3.087.261
Aumentos (disminuciones) del período	1.120.336
Montos castigados	(70.502)
Saldo al 31 de diciembre 2010	4.137.095
Aumentos (disminuciones) del período	1.199.126
Montos castigados	(507.371)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	4.828.850

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 2011, 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	99,9156%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
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%
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (*)	1.130	33.881.993	33.883.123	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%
Minoritarios	248.044.715	208.209.300	456.254.015	0,0051%
Totales	620.094.448	9.004.793.838.412	9.005.413.932.860	100%

(*) 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, aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas el 30 de marzo de 2011.

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 en cuentas corrientes pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

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	31/12/2011		31/12/2010	
							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\$	120.238	-	-	89.476
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	2.029.200	-
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	16.630	-	-	15.858
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.072	-	-	4.042
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Pago retención impuesto	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	127	-	-	131
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	-	5.655
76833170-7	Andescan SPA	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.167	-	-	2.148
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	467.887	-	1.022.243	-
Totales							612.121	-	3.168.753	-

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	31/12/2011		31/12/2010	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.069.168		3.804.269	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.366.353		9.156.221	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	16		25	
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.516.649		7.170.720	
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	125		96	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.394		-	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.044		3.252	
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							7.960.809	-	20.140.131	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	223.105	64.277
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	84.852	33.932
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(32.532.169)	(15.549.291)
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	853.517	868.106
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	4.509	8.006
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	46.551	66.432
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	140.596	18.205
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	43.571	3.122
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(25.496)	-
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(1.148)	-
76022072-8	Inversiones Electricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(441.447)	(289.050)

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. El año 2011 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores a los señores Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz – Molina, John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

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

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

Director	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Iván Díaz-Molina	1.660	-
Total	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 2011 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2012.

En sesión de Directorio de fecha 16 de agosto de 2011, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Kevin David Kerr. Se designó en su reemplazo al señor Juan Ignacio Parot Becker, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas.

En sesión de Directorio de fecha 8 de noviembre de 2011 renunciaron a su cargo los directores de la Sociedad los señores Adil Rahmathulla, John Watt y Thomas Gray. En la misma sesión, se designó como directores reemplazantes a los señores Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke.

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray, Olivia Penelope Steedman, Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio 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 2011 y 2010 son las siguientes:

Director	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Lawrence S. Coben	-	7.697
Pedro Pablo Errázuriz	892	8.518
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	21.960	5.380
Iván Díaz-Molina	20.116	385
Totales	42.968	21.980

Las remuneraciones pagadas a los Directores incluyen a la "Antigua Saesa" y Saesa (Ex Inversiones Los Lagos II S.A.).

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\$1.659.684 al 31 de diciembre de 2011 y a M\$1.603.068 al 31 de diciembre de 2010 (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% durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer trimestre del año siguiente.

e) 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 al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Clases de inventario	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Materiales de operación y mantenimiento	7.434.185	6.541.278
Materiales en tránsito	1.190.806	896.839
Existencias retail	574.833	621.217
Petróleo	274.358	189.143
Provisión por obsolescencia	(876.220)	(568.996)
Totales	8.597.962	7.679.481

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	11.133.053	8.249.537
Otros gastos por naturaleza (*)	1.393.943	2.480.339
Totales	12.526.996	10.729.876

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2011 ascienden a M\$11.564.702 (M\$8.906.029 en 2010) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2011 ascienden a M\$106.933 (M\$136.513 en 2010).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$307.224 para el año 2011, y un cargo de M\$276.306 para el año 2010.

9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto renta por recuperar	3.626.643	872.355
IVA Crédito fiscal por recuperar	-	195.771
Crédito por utilidades absorbidas	1.086.763	694.252
Crédito Sence	32.076	43.423
Crédito Activo Fijo	37.893	-
Totales	4.783.375	1.805.801

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto a la renta	1.724.906	1.672.809
Iva Débito fiscal	1.782.884	1.530.086
Otros	56.304	50.538
Totales	3.564.094	3.253.433

10 Otros Activos Financieros no Corriente

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros activos financieros no corriente	31/12/2011	31/12/2010
	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Crédito por Impuesto Ley Austral	-	1.069.333
Totales	-	1.069.333

Este activo corresponde a crédito por impuestos Ley Austral, que se recuperará en períodos futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. La valoración inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de las sociedades 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 a flujos proyectados actualizados.

11 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Activos intangibles neto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos intangibles identificables, neto	24.691.511	24.746.728
Servidumbres	22.431.178	22.182.979
Software	2.260.333	2.563.749

Activos intangibles bruto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	27.062.686	26.065.954
Servidumbres	22.431.178	22.182.979
Software	4.631.508	3.882.975

Amortización activos intangibles	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos intangibles identificables	(2.371.175)	(1.319.226)
Servidumbres	-	-
Software	(2.371.175)	(1.319.226)

La composición y movimientos del activo intangible durante el año 2011 y 2010 son los siguientes:

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	996.914
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(1.052.131)	-	(1.052.131)
	Total movimientos	(303.416)	248.199	(55.217)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		2.260.333	22.431.178	24.691.511

Movimiento año 2010		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2010		2.774.564	22.182.979	24.957.543
Movimientos	Adiciones	825.410	-	825.410
	Retiros	(33.943)	-	(33.943)
	Gastos por amortización	(1.002.282)	-	(1.002.282)
	Total movimientos	(210.815)	-	(210.815)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		2.563.749	22.182.979	24.746.728

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 2011 y 2010:

Rut	Compañía	31/12/2011 M\$	31/12/2010 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 2011 y 2010:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	291.439.703	271.156.029
Construcción en Curso	46.207.017	38.053.117
Terrenos	13.462.506	13.448.087
Edificios	7.289.636	7.454.466
Planta y Equipo	219.138.896	207.067.254
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.155.272	1.212.121
Instalaciones Fijas y Accesorios	428.207	443.011
Vehículos de Motor	1.796.078	2.052.577
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.962.091	1.425.396

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	366.904.687	337.834.385
Construcción en Curso	46.207.017	38.053.117
Terrenos	13.462.506	13.448.087
Edificios	11.514.714	11.430.007
Planta y Equipo	281.901.219	261.431.522
Equipamiento de Tecnologías de la Información	4.963.290	4.798.332
Instalaciones Fijas y Accesorios	922.381	894.653
Vehículos de Motor	3.003.672	2.988.761
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.929.888	4.789.906

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(75.464.984)	(66.678.356)
Edificios	(4.225.078)	(3.975.541)
Planta y Equipo	(62.762.323)	(54.364.268)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(3.808.018)	(3.586.211)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(494.174)	(451.642)
Vehículos de Motor	(1.207.594)	(936.184)
Otros	(2.967.797)	(3.364.510)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el año 2011 y 2010 es el siguiente:

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)	(8.556.700)
	Total movimientos	8.153.900	14.419	(164.830)	(56.849)	(14.804)	(256.499)	536.695	12.071.642
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	219.138.896

Movimiento año 2010		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 2010		37.273.647	13.430.686	7.049.827	1.257.708	520.664	2.614.859	1.726.801	194.903.500
Movimientos	Adiciones	20.582.329	51.616	675.832	758.752	11.528	60.317	442.803	21.683.717
	Retiros	(19.802.859)	(34.215)	(30.241)	(56.047)	(20.075)	(184.460)	(3.855)	(1.479.399)
	Gastos por depreciación	-	-	(240.952)	(748.292)	(69.106)	(438.139)	(740.353)	(8.040.564)
	Total movimientos	779.470	17.401	404.639	(45.587)	(77.653)	(562.282)	(301.405)	12.163.754
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		38.053.117	13.448.087	7.454.466	1.212.121	443.011	2.052.577	1.425.396	207.067.254

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\$963.824 al 31 de diciembre de 2011 y a M\$632.866 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$1.278.124 al 31 de diciembre de 2011 y a M\$999.328 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 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 2011 y 2010, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Gasto por impuestos corrientes	4.598.925	3.499.758
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	(138.462)	(317.800)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	(12.474)	41.503
Otro gasto por impuesto corriente	6.320	6.870
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	4.454.309	3.230.331
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	(1.201.469)	1.428.597
Otro gasto por impuesto diferido	-	-
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(1.201.469)	1.428.597
Gasto por impuesto a las ganancias	3.252.840	4.658.928

- 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 2011 y 2010 es la siguiente:

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Utilidad Antes de Impuestos	18.590.421	28.870.723
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20% - 17%)	(3.718.084)	(4.908.023)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	53.483	46.610
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(223.767)	(247.064)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	376.841	-
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	1	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	(141.058)	(74.783)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(1.411.709)	(2.382.451)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	2.700.937	2.704.646
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(304.315)	64.540
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(129.234)	(856)
Ajuste Empresas Fusionadas	(20.442)	-
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	(435.493)	138.453
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	465.244	249.095
(Gasto) por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(3.252.840)	(4.658.928)
Tasa impositiva efectiva	17,50%	16,14%

Con fecha 29 de julio de 2010 se promulgó la ley N° 20.455, la cual "Modifica diversos cuerpos legales para obtener recursos destinados al financiamiento de la reconstrucción del país", después del terremoto del 27 de febrero de 2010, la cual fue publicada en el Diario Oficial con fecha 31 de julio de 2010. Esta ley, entre otros aspectos, establece un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta y sus efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos que se reversarán en 2012, con tasa de 18,5%, al 31 de diciembre 2011 la Sociedad reconoció un mayor gasto por impuesto a las ganancias de M\$299.315, respecto de haber mantenido la tasa del 17% que regirá a partir de 2013 en adelante.

14.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo (*)	2.529.377	-	11.406.570	20.489.570
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	1.871	33.399	26.155	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	842.635	759.163	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	133.900	150.417	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	152.900	104.411	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	1.157.545	124.866	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	663.209	703.929	62.035	5.145
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	319.316	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	231.899	306.782	-	-
Impuestos diferidos relativos a Otras Provisiones	255.154	143.955	1.749	164.042
Impuestos diferidos relativos a Derivados	-	128.163	418.780	-
Total Impuestos Diferidos	6.287.806	2.455.085	11.915.289	20.658.757

(*) 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 muestra neto en el activo por impuestos diferidos relativos a Activo Fijo.

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado en el año 2011 y 2010 son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2010	2.994.515	19.928.742
Incremento (decremento)	(539.430)	730.015
Saldo al 31 de diciembre de 2010	2.455.085	20.658.757
Impuesto Diferido Efecto por Fusión	11.368.759	-
Incremento (decremento)	(7.536.038)	(8.743.468)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	6.287.806	11.915.289

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 2011 y 2010, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) intereses	31/12/2011		31/12/2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	24.604.436	-	15.885.218	21.437.774
Bonos	1.008.862	116.408.801	564.846	70.505.865
Derivados (*)	-	-	615.187	-
Totales	25.613.298	116.408.801	17.065.251	91.943.639

(*) Ver nota 16.2.7

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

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

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2010 M\$
Chile	UF	Semestral	0,90%	Sin Garantía	-	-	-	23.970	23.970	21.437.774	-	21.437.774
Chile	USD	Anual	1,95%	Sin Garantía	-	-	-	10.920.850	10.920.850	-	-	-
Chile	USD	Anual	2,24%	Sin Garantía	-	-	-	4.940.398	4.940.398	-	-	-
Totales					-	-	-	15.885.218	15.885.218	21.437.774	-	21.437.774

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

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 5 años	más de 10 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	-	-	-

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2010					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	UF	0,90%	Semestral	-	23.970	23.970	21.437.774	-	21.437.774
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	1,95%	Anual	-	10.920.850	10.920.850	-	-	-
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	2,24%	Anual	-	4.940.398	4.940.398	-	-	-
Totales						-	15.885.218	15.885.218	21.437.774	-	21.437.774

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2011 y 2010, 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\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2011 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2011 M\$
Chile	UF	Semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	465.791	465.791	15.736.962	37.768.710	53.505.672
Chile	UF	Anual	3,23%	Sin Garantía	-	-	-	135.108	135.108	19.804.619	-	19.804.619
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	185.651	185.651	14.342.206	7.333.852	21.676.058
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	-	222.312	222.312	-	21.422.452	21.422.452
Totales					-	-	-	1.008.862	1.008.862	49.883.787	66.525.014	116.408.801

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\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2010 M\$
Chile	UF	Semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	51.493.320
Chile	UF	Anual	2,83%	Sin Garantía	-	-	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	19.012.545
Totales					-	-	-	564.846	564.846	21.473.622	49.032.243	70.505.865

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

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 5 años	mas de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	465.791	465.791	15.736.962	37.768.710	53.505.672
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,23%	Sin Garantía	-	135.108	135.108	19.804.619	-	19.804.619
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	185.651	185.651	14.342.206	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	49.883.787	66.525.014	116.408.801

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2010					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	mas de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	mas de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	51.493.320
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	2,83%	Sin Garantía	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	19.012.545
Totales					-	564.846	564.846	21.473.622	49.032.243	70.505.865

f) Colocación de Bonos

Con fecha 19 de diciembre de 2007 la Sociedad colocó la emisión de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento. Los referidos bonos Serie G fueron colocados con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro de Valores con fecha 17 de septiembre de 2002, bajo el número 301. Los fondos fueron destinados al refinanciamiento de las amortizaciones de los bonos Serie E que fueron colocados con cargo a la Línea de Bonos inscrita bajo el número 397.

Con fecha 21 de octubre de 2008, la Sociedad realizó una segunda colocación de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento para el refinanciamiento de la Serie E.

Con fecha 27 de octubre de 2009, la Sociedad realizó una tercera colocación de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento para el refinanciamiento de la Serie E.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la Sociedad efectuó las colocaciones de los Bonos Serie I y Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, emitidos con cargo a las líneas de bonos inscritas con fecha 19 de mayo de 2011 en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo los números 664 y 665 respectivamente, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento para cada bono.

Los costos de colocación y menor valor de colocación asociados a estos instrumentos se presentan en el rubro Otros Pasivos Financieros Corriente y no Corriente y se amortizan según el método de la tasa de interés efectiva.

g) Otros Aspectos

Las deudas de la Sociedad y filiales incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También hay obligaciones relacionadas con el mantenimiento del control de las empresas eléctricas por parte de la Matriz, así como el mantenimiento de sus activos esenciales (líneas e instalaciones de distribución de la Sociedad, y las respectivas concesiones de distribución asociadas a dichos activos que permitan a la Sociedad y sus filiales en conjunto, tener la capacidad de distribuir a lo menos mil GWh al año). Los contratos regulan los flujos entre compañías relacionadas por conceptos de créditos, con excepción de aquellos con transacciones que están directamente relacionadas con el giro del negocio. Los contratos también regulan la entrega de fianzas, codeudas solidarias, avales o cualquier garantía personal a terceros distintos de las empresas del grupo.

Ratios financieros (medido sobre estados financieros consolidados)

En la Sociedad:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE consolidado no superior a 1,25 veces.
- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA menor a 3,5 veces.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA sobre gastos financieros netos mayor a 2,5 veces.

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad y sus filiales han dado cumplimiento a estas restricciones.

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 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 existen riesgos 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 la "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

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, continúa en el Congreso la tramitación del proyecto de modificación a la Ley Eléctrica en materias relacionadas con la distribución, presentada por el Poder Ejecutivo a fines del año 2007, sin mostrar mayores avances en su tramitación.

Hacia fines del primer semestre del 2011 se han presentado indicaciones a los siguientes proyectos de modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE):

- Ampliación de la matriz energética mediante el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, en adelante Proyecto ERNC, e
- Incentivo de las inyecciones de energía proveniente de medios renovables no convencionales, conectados a la redes de distribución, mediante el uso de los mismos empalmes de conexión a la red utilizados para el suministro a clientes finales, en adelante Proyecto net metering.

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 filial SGA comercializa la energía que compra a la relacionada SAGESA en el mercado spot.

En caso de 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 de ésta en forma económica y segura. En cambio, si el generador cuenta con contratos de suministro, el generador comprará al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez entregará la energía a sus clientes al precio establecido en dichos contratos 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.

Cabe señalar que también existen costos asociados a la comercialización y transporte de energía los cuales se encuentran contemplados en la legislación eléctrica y dependiendo del tipo de contrato, pueden ser transferidos o no al cliente final.

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 el 90% de su energía a precios spot.

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.

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 Edelayesen, 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 asociados 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.

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 a principios o mediados del 2012 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 no se esperan efectos adversos en los ingresos de la compañía.

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 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.

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, de manera que a fines de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa su ejecución.

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 3 años (2012 – 2014).

16.2 Riesgo financiero

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 84% 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.

Por otro lado, cerca del 70% de la deuda financiera está a tasa fija, un 14% a tasa variable y un 16% a tasa variable pero protegida por Cross Currency Swap, de acuerdo con lo que se indica en el párrafo siguiente.

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa variable Libo:

Fecha suscripción	Monto USD MUSD	Monto CLP M\$
29-04-2011	47.228	24.520.553

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 UF) y tasa de interés (tasa final fija + UF).

Respecto de los flujos, 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, este valor es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad y sus filiales es menor.

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.

Como se menciona en la nota 16.2 al 31 de diciembre de 2011 la Sociedad tiene un crédito en USD, la exposición de moneda se encuentra acotada a través de un Cross Currency Swap (Ver nota 16.2.7).

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 la Sociedad son inferiores al 8% en los últimos dos años. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

16.2.2 Variación UF

El 84% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con los flujos de la Sociedad y sus filiales.

De los ingresos de la Sociedad un 90% 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 IPMN. Debido al tipo de indexación mencionado la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

16.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 86% 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 de la TAB a la fecha de presentación 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\$120 durante el periodo enero - diciembre de 2011. Para este análisis no se consideró los créditos en USD 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, después de derivados contratados, es la siguiente:

	31/12/2011	31/12/2010
Tasa Interés Variable	14%	37%
Tasa Interés Protegida	16%	15%
Tasa Interés Fija	70%	48%

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 estructurada a largo plazo, mediante créditos bancarios y bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad y sus filiales. 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 Sociedad.

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

El deterioro de las cuentas por cobrar 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	1%	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 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\$
Instrumentos financieros derivados	-	-	-	2.263.678	2.263.678
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y derechos 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	24.174.665	-	-	-	24.174.665
Totales	24.174.665	67.484.090	-	2.263.678	93.922.433

al 31 de diciembre de 2010	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\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y derechos por cobrar no corrientes	-	58.306.699	-	-	58.306.699
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	3.168.753	-	-	3.168.753
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	12.760.606	-	-	-	12.760.606
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	1.069.333	-	-	1.069.333
Totales	12.760.606	62.544.785	-	-	75.305.391

b) Pasivos Financieros

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	-	7.960.809	-	-	7.960.809
Totales	-	187.453.757	-	-	187.453.757

al 31 de diciembre de 2010	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	-	108.393.703	-	-	108.393.703
Derivado	-	-	-	615.187	615.187
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	30.807.617	-	-	30.807.617
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	20.140.131	-	-	20.140.131
Totales	-	159.341.451	-	615.187	159.956.638

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 o la UF, producto de obligaciones existentes en monedas distintas al peso o a la UF. 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.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Sociedad clasifica sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja".

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	31.12.2011	31.12.2010	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	-	(547.434)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (*)	-	(67.753)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	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.

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad de las coberturas.

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 31.12.2011	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	835.886	835.886
Saldo en Bancos	1.072.491	1.072.491
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	58.549.433	58.549.433

Pasivos Financieros - al 31.12.2011	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	24.604.436	24.815.967
Bonos	117.417.663	125.333.868
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	37.470.849	37.470.849

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.

- a) El Costo Amortizado de los Depósitos a Plazo, de haberlos es una buena aproximación del Fair Value, debido a que son operaciones de muy corto plazo (menores a 30 días).
- b) 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.
- c) 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. La valorización realizada no considera la alternativa de prepago que poseen estos bonos.
- d) El Valor Justo de la Deuda Bancaria y leasing 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 2011 y 2010, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Proveedores por compra de energía	27.538.605	24.733.896
Proveedores por compra de combustible y gas	332.685	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	7.640.503	4.646.961
Dividendos por pagar a terceros	82.083	85.795
Cuentas por pagar instituciones fiscales	132.073	123.034
Otras cuentas por pagar	1.744.900	1.217.931
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	37.470.849	30.807.617

18 Provisiones

18.1 Provisiones corrientes

18.1.1 Otras Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	893.041	841.180
Totales	893.041	841.180

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2011 y 2010, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2010	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

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	938.510
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	486.081
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(78.274)
Provisión utilizada	(243.976)
Reversos de provisión no utilizada	(261.161)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(97.330)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	841.180

18.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	723.789	778.995
Provisión por beneficios anuales	2.076.542	2.254.157
Total	2.800.331	3.033.152

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2011 y 2010, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2010	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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	3.066.095
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	9.055
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.617.397
Provisión utilizada	(1.659.395)
Reversos de provisión no utilizada	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(32.943)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	3.033.152

18.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	3.075.367	3.070.504
Total	3.075.367	3.070.504

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2011 y 2010, es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	2.604.750
Provisión del período	690.812
Pagos en el período	(225.058)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	3.070.504
Provisión del período	517.513
Pagos en el período	(512.650)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	3.075.367

c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,50%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M

18.3 Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados anuales, 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	Etapa Procesal	Monto M\$
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	30197	Demanda de indemnización de perjuicios por danos derivados de incendio. (Mancilla con SAESA)	Fallo de primera instancia rechazó la demanda. Pendiente recurso de apelación.	22.294
SAESA	Juzgado de Letras de Quellón	258	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	819
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	400-2009	Demanda de indemnización de perjuicios por reposición tardía de suministro. (Chovar con SAESA)	Fallo de primera instancia rechazó la demanda. Proceso pendiente en 2° instancia	23.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4925-09	Demanda juicio sumario de comodato precario (Avendaño con SAESA)	Proceso pendiente en 2° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4924-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (Rojas con SAESA)	Proceso pendiente en 2° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4921-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (González con SAESA)	Proceso pendiente en 2° instancia	Indeterminado
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	1° Juzgado de Letras de Puerto Montt	5047-10	Demanda de indemnización de perjuicios (Ulloa con SAESA)	Proceso pendiente en 2° instancia	392.500
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	Juzgado de Letras de Cochrane	1428-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por choque de vehículo (Parra con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	10.683
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	Juzgado de Letras de Puerto Varas	44685-2010	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Hotelera y Turística Anguir)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.900
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 1° instancia	21.576
LUZ OSORNO	18 Juzgado Civil de Santiago	35.017-2009	Reclamo de ilegalidad por multa Vialidad.	En Trámite.	1.951

Al 31 de diciembre de 2011, 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 valoración 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\$
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	29.266
STS	Res. Ex. 2698 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Pendiente Recurso Reposición	213.523
EDELAYSSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.171
LUZ OSORNO	Res. Ex. 103 DRX de fecha 14.06.2011	SEC	Instrucciones no cumplidas.	Judicializada	7.804
SGA	Res. Ex. 2603 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Pendiente Recurso Reposición	92.246

Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 3620/07/72 de fecha 01.10.2007	DIR. TRABAJO	Laborales	Judicializada	8.585
SAESA	Res. Ex. 7717/08/20 de fecha 01.01.2008	DIR. TRABAJO	Laborales	Judicializada	1.561
SAESA	Res. Ex. 2263 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	23.413
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.2010	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	33.168
SAESA	Res. Ex. 159 DRX de fecha 27.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	9.755
SAESA	Res. Ex. 160 DRX de fecha 27.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	17.559
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	19.511
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	19.511
EDELAYSSEN	Res. Ex. 074 de fecha 18.08.2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	1.951
EDELAYSSEN	Res. Ex. 3478 de fecha 01.12.2010	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Judicializada	50.103
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2262 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.810
LUZ OSORNO	Res. Ex. 152 DRX de fecha 26.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Judicializada	25.364

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 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	6.405.077	2.734.653
Otras obras de terceros	4.525.564	2.184.791
Total otros pasivos no financieros corrientes	10.930.641	4.919.444

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.17.2.

20 Otros Pasivos no Financieros No Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	6.033.631	600.649
Otros pasivos no financieros no corrientes	112.574	108.929
Totales	6.146.205	709.578

21 Patrimonio

21.1 Patrimonio neto de la Sociedad

21.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2011 el capital social de SAESA (Ex Los Lagos II) asciende a M\$304.502.828 y al 31 de diciembre de 2010 ascendía a M\$304.485.617. El capital está representado por 620.094.448 acciones serie A y 9.004.793.838.412 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

El aumento de capital por M\$17.211 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 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.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de marzo de 2010 se aprobó el pago de \$ 0,00958 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009, lo que significó un pago de M\$ 1.725.639. El dividendo antes señalado se pagó a partir del 26 de abril de 2010.

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°9 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 Disminuciones de capital

Con fecha 4 de marzo de 2010 en Junta Extraordinaria de Accionistas se aprobó una disminución de capital de M\$ 28.272.000, con respecto a lo anterior el Directorio de la Sociedad en sesión celebrada el 13 de abril de 2010 y en uso de las facultades conferidas por la Junta Extraordinaria de Accionistas, acordó dentro de otras materias materializar el pago de \$ 0,15698 por acción a partir del 7 de mayo de 2010.

21.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2011

	Cambio en otras reservas				Saldo al 31 de diciembre de 2011 M\$
	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Trasposos enero a diciembre de 2011 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.583.657)		1.114.750		(468.907)
Reservas de cobertura	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

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 efecto por fusión 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 de M\$ 12.319.245. 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 2010

	Cambio en otras reservas			Saldo al 31 de diciembre de 2010 M\$
	Saldo al 01 de enero de 2010 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.039.523)	(544.134)		(1.583.657)
Reservas de cobertura			141.790	141.790
Otras reservas varias	12.616.103			12.616.103
Totales	11.576.580	(544.134)	141.790	11.174.236

21.1.5 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial que presenta diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	468.907	1.583.657
Totales	468.907	1.583.657

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

21.1.6 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 01/01/11	37.835.316	4.053.089	41.888.405
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	15.068.212		15.068.212
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(7.822.551)		(7.822.551)
Provisión dividendo mínimo del año	(4.520.464)		(4.520.464)
Saldo final al 31/12/11	40.560.513	4.053.089	44.613.602

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\$15.068.212.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 01/01/10	23.216.216	4.053.089	27.269.305
Transferencia y otros cambios	(917.842)		(917.842)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	23.920.894		23.920.894
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(1.207.684)		(1.207.684)
Provisión dividendo mínimo del año	(7.176.268)		(7.176.268)
Saldo final al 31/12/10	37.835.316	4.053.089	41.888.405

La utilidad distributable del ejercicio 2010, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2010, esto es M\$23.920.894.

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 g).

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 2011 y 2010 y de resultados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Antigua Saesa)		0,0079	-	308.138.803	-	23.977.409	-	24.250	-	1.887
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7933	6,8203	61.611.078	58.940.383	3.815.867	4.005.296	4.185.425	4.019.911	259.223	273.173
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,1000	0,1000	80.402.874	77.154.308	6.674.660	9.397.680	80.403	77.155	6.675	9.398
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	13.750.722	13.554.016	689.282	984.033	14.383	14.178	721	1.029
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	12.828.341	8.163.356	2.749.786	5.413.772	12.828	8.164	2.750	5.414
TOTALES							4.293.039	4.143.658	269.369	290.901

22 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Consolidados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Venta de Energía	259.064.794	230.437.896
Ventas de energía	259.064.794	230.437.896
Otras Prestaciones y Servicios	5.509.291	4.905.526
Apoyos	849.828	731.615
Arriendo de medidores	949.584	955.427
Cortes y reposición	1.733.338	1.794.282
Pagos fuera de plazo	1.572.284	1.213.009
Otros	404.257	211.193
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	264.574.085	235.343.422

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	9.319.628	5.397.445
Venta de materiales y equipos	4.233.107	4.348.281
Arrendamientos	373.149	347.486
Intereses Créditos y Préstamos	320.445	281.281
Ingresos Retail	2.626.113	2.450.797
Otros Ingresos	1.519.820	1.590.684
Total Otros ingresos, por naturaleza	18.392.262	14.415.974

23 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	195.715.715	165.388.318
Combustibles para generación y materiales	11.272.886	8.933.395
Totales	206.988.601	174.321.713

24 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	9.483.959	9.126.275
Provisión costo de vacaciones	79.148	55.284
Otros costos de personal	1.193.656	1.054.537
Indemnización por años de servicios	1.105.710	1.074.085
Activación costo de personal	(1.278.124)	(999.328)
Totales	10.584.349	10.310.853

25 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Depreciaciones	10.052.268	10.277.406
Amortizaciones de Intangibles	1.052.131	1.002.282
Totales	11.104.399	11.279.688

26 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	6.642.019	4.702.250
Sistema Generación	959.580	1.183.972
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	5.322.211	5.062.100
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	751.423	724.914
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	9.024	2.123
Provisiones y Castigos	1.687.361	1.150.347
Gastos de Administración	4.852.606	5.738.473
Otros gastos por naturaleza	6.780.185	4.821.994
Total Otros Gastos por Naturaleza	27.004.409	23.386.173

27 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	642.012	377.876
Otros ingresos financieros	180.102	140.597
Total Ingresos Financieros	822.114	518.473

Costos Financieros	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(733.342)	(396.994)
Gastos por bonos	(3.723.109)	(3.388.600)
Otros Gastos Financieros	(605.536)	(400.031)
Activación Gastos financieros	963.824	632.866
Total Costos Financieros	(4.098.163)	(3.552.759)

Resultado por unidades de reajuste	(4.308.903)	(2.558.040)
Diferencias de cambio	(1.110.826)	533.451
Positivas	16.643	546.243
Negativas	(1.127.469)	(12.792)
Total Costo Financiero	(9.517.892)	(5.577.348)

Total Resultado Financiero	(8.695.778)	(5.058.875)
-----------------------------------	--------------------	--------------------

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.

Para el ejercicio 2010, para efectos comparativos con el ejercicio actual, se presentaron en conjunto todas las partidas de SAESA (Ex Los Lagos II), con la sociedad absorbida (Antigua SAESA).

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	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	16.032.480	4.945.044	373.712	667.032	505.578	605.729	1.054.135	2.349.897	6.208.760	4.192.904	-	-	24.174.665	12.760.606
Otros Activos Financieros, Corriente	2.263.678	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.263.678	-
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	39.909.288	39.033.349	2.905.548	2.747.176	8.492.543	3.968.518	3.896.506	6.824.523	3.345.548	3.343.462	-	-	58.549.433	55.917.028
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	26.168.921	27.936.979	904	210.161	353.700	21.511	14.349.526	8.097.460	5.001.290	4.837.945	(45.262.220)	(37.935.303)	612.121	3.168.753
Inventarios	5.431.343	5.154.512	154.713	197.484	1.707.265	1.120.238	-	-	1.304.641	1.207.247	-	-	8.597.962	7.679.481
Activos por Impuestos Corrientes	3.118.720	1.052.948	161.540	89.485	-	163.163	-	96.065	1.503.115	404.140	-	-	4.783.375	1.805.801
Otros Activos no Financieros, Corrientes	174.555	159.119	5.641	5.830	164.483	149.833	-	-	149.239	131.953	-	-	493.918	446.735
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.	93.098.985	78.281.951	3.602.058	3.917.168	11.223.569	6.028.992	19.300.167	17.367.945	17.512.593	14.117.651	(45.262.220)	(37.935.303)	99.475.152	81.778.404
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	93.098.985	78.281.951	3.602.058	3.917.168	11.223.569	6.028.992	19.300.167	17.367.945	17.512.593	14.117.651	(45.262.220)	(37.935.303)	99.475.152	81.778.404
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.069.333	-	-	-	1.069.333
Otros Activos No Financieros, No Corriente	507	507	-	-	59.430	59.430	69.169	62.350	1.059	1.059	-	-	130.165	123.346
Derechos por Cobrar no Corrientes	7.793.025	2.328.801	74.363	20.332	247.333	27.691	-	-	207.815	12.847	-	-	8.322.536	2.389.671
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	164.299.976	153.692.655	-	-	-	-	-	-	-	-	(164.299.976)	(153.692.655)	-	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	5.465.321	5.771.542	25.724	24.351	19.164.788	18.915.436	-	-	35.678	35.399	-	-	24.691.511	24.746.728
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	129.980.097	125.096.517	14.058.958	13.887.544	94.740.899	80.668.624	-	-	52.659.749	51.503.344	-	-	291.439.703	271.156.029
Activos por Impuestos Diferidos	4.823.814	2.213.607	43.479	40.186	1.174.417	66.283	130.426	1.244	115.670	133.765	-	-	6.287.806	2.455.085
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	486.778.746	463.519.635	14.202.524	13.972.413	115.386.867	99.737.464	199.595	63.594	53.019.971	52.755.747	(164.299.976)	(153.692.655)	505.287.727	476.356.198
TOTAL ACTIVOS	579.877.731	541.801.586	17.804.582	17.889.581	126.610.436	105.766.456	19.499.762	17.431.539	70.532.564	66.873.398	(209.562.196)	(191.627.958)	604.762.879	558.134.602



PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
PASIVOS CORRIENTES														
Otros Pasivos Financieros, Corriente	25.613.298	17.065.251	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	22.606.789	19.900.904	1.905.096	1.488.554	6.996.882	5.471.895	3.770.258	2.796.522	2.191.824	1.149.742	-	-	-	37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	25.925.294	35.930.936	979.074	1.606.573	22.731.067	14.181.530	2.465.361	5.237.758	1.122.233	1.119.637	(45.262.220)	(37.935.303)	-	7.960.809
Otras provisiones	417.320	523.619	49.379	40.421	252.038	19.546	87.853	-	88.451	257.594	-	-	-	893.041
Pasivos por Impuestos corrientes	1.249.643	1.260.630	105.013	123.480	1.699.600	364.117	347.949	1.071.925	161.889	493.281	-	-	-	3.564.094
Otros pasivos no financieros corrientes	8.759.819	3.708.243	164.204	257.678	1.265.481	599.713	-	-	741.137	363.810	-	-	-	10.930.641
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	2.153.006	2.375.445	63.427	58.206	266.694	241.468	-	-	317.204	368.033	-	-	-	2.800.331
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	86.725.169	80.765.028	3.266.193	3.574.912	33.211.762	20.877.269	6.671.421	9.106.205	4.620.738	3.672.097	(45.262.220)	(37.935.303)	-	89.233.063
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	86.725.169	80.765.028	3.266.193	3.574.912	33.211.762	20.877.269	6.671.421	9.106.205	4.620.738	3.672.097	(45.262.220)	(37.935.303)	-	80.060.208
PASIVOS NO CORRIENTES														
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	116.408.801	91.943.639	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	506.887	8.944.694	749.251	728.996	6.611.878	6.845.320	-	161.978	4.047.273	3.977.769	-	-	-	11.915.289
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.581	11.683	233	232	6.113.057	678.205	-	-	20.334	19.458	-	-	-	6.146.205
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.533.178	2.564.034	38.183	31.425	270.865	211.354	-	-	233.141	263.691	-	-	-	3.075.367
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	119.461.447	103.464.050	787.667	760.653	12.995.800	7.734.879	-	161.978	4.300.748	4.260.918	-	-	-	137.545.662
TOTAL PASIVOS	196.186.616	184.229.078	4.053.860	4.335.565	46.207.562	28.612.148	6.671.421	9.268.183	8.921.486	7.933.015	(45.262.220)	(37.935.303)	-	217.605.870
PATRIMONIO														
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	373.691.115	357.572.508	13.750.722	13.554.016	80.402.874	77.154.308	12.828.341	8.163.356	61.611.078	58.940.383	(168.593.015)	(157.896.313)	373.691.115	357.548.298
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.233.039	4.143.658	-	4.143.658
TOTAL PATRIMONIO	373.691.115	357.572.508	13.750.722	13.554.016	80.402.874	77.154.308	12.828.341	8.163.356	61.611.078	58.940.383	(164.299.976)	(153.692.655)	377.994.154	361.691.946
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	579.877.731	541.090.586	17.804.582	17.889.581	126.610.436	105.766.456	19.499.762	17.493.539	70.592.564	66.873.398	(209.562.196)	(191.627.959)	604.762.879	558.134.602

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	01/01/2011 al 31/12/2011	01/01/2010 al 31/12/2010												
	M\$													
Ingresos de Actividades Ordinarias	161.448.888	150.673.572	11.790.805	10.920.446	13.375.194	15.878.768	63.853.313	45.719.668	14.489.347	13.410.456	(383.462)	(1.259.488)	264.574.085	235.343.422
Otros ingresos, por Naturaleza	16.361.455	11.740.868	333.654	356.422	1.047.352	1.267.494	83.591	26.064	566.210	1.025.126	-	-	18.392.262	14.415.974
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(133.634.330)	(120.750.274)	(9.371.166)	(8.514.918)	(44.966)	(111.535)	(59.270.665)	(43.214.754)	(5.050.936)	(2.989.720)	383.462	1.259.488	(206.988.601)	(174.321.713)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(7.914.679)	(7.648.702)	(278.432)	(252.156)	(918.596)	(970.455)	-	-	(1.472.642)	(1.439.540)	-	-	(10.584.349)	(10.310.853)
Gasto por Depreciación y Amortización	(6.311.094)	(6.683.420)	(511.825)	(481.269)	(2.298.971)	(1.973.219)	-	-	(1.982.509)	(2.141.780)	-	-	(11.104.399)	(11.279.688)
Otros Gastos por Naturaleza	(19.524.259)	(16.171.964)	(1.147.352)	(852.697)	(2.771.766)	(2.869.626)	(791.410)	(47.093)	(2.769.622)	(3.444.793)	-	-	(27.004.409)	(23.386.173)
Otras Ganancias (Pérdidas)	23.983	165.800	(6.641)	-	(11.978)	11.101	-	3.299.564	(3.754)	(7.836)	-	-	1.610	3.468.629
Ingresos Financieros	1.404.646	716.667	24.492	10.832	25.345	6.734	769.529	186.487	606.483	286.891	(2.008.381)	(689.138)	822.114	518.473
Costos Financieros	(5.891.013)	(4.188.035)	(55.015)	(44.824)	(158.439)	(5.349)	(22)	(418)	(2.055)	(3.271)	2.008.381	689.138	(4.098.163)	(3.552.759)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	13.660.226	19.511.767	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.660.226)	(19.511.767)	-	-
Diferencias de Cambio	16.643	6.603	(39)	(45)	(12.507)	(13.175)	(1.109.184)	539.640	(5.739)	428	-	-	(1.110.826)	533.451
Resultados por Unidades de Reajuste	(4.391.485)	(2.590.406)	7.128	(16.097)	24.553	29.666	11.215	5.944	39.686	12.853	-	-	(4.308.903)	(2.558.040)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	15.248.981	24.782.476	785.609	1.125.694	8.255.221	11.250.404	3.546.367	6.515.102	4.414.469	4.708.814	(13.660.226)	(19.511.767)	18.590.421	28.870.723
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(180.769)	(859.695)	(96.327)	(141.661)	(1.580.561)	(1.852.724)	(796.581)	(1.101.330)	(598.602)	(703.518)	-	-	(3.252.840)	(4.658.928)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas	15.068.212	23.922.781	689.282	984.033	6.674.660	9.397.680	2.749.786	5.413.772	3.815.867	4.005.296	(13.660.226)	(19.511.767)	15.337.581	24.211.795
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	15.068.212	23.922.781	689.282	984.033	6.674.660	9.397.680	2.749.786	5.413.772	3.815.867	4.005.296	(13.660.226)	(19.511.767)	15.337.581	24.211.795

29 Hechos Posteriores

En sesión celebrada con fecha 4 de enero de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Gerente General de la Sociedad del señor Francisco Mualim Tietz, quien emprenderá nuevas actividades. La renuncia referida tendrá efecto a contar del día 1 de febrero de 2012.

En el mismo acto, se procedió a designar como Gerente General de la Sociedad, con efecto a partir del 1 de febrero de 2012, a Don Francisco Alliende Arriagada.

En sesión celebrada con fecha 4 de enero de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad de la señora Stacey Purcell.

En relación con lo anterior, el Directorio acordó designar en su reemplazo como Director de la Sociedad al señor Juzar Pirbhai, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2012 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

30 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	1.066	1.735
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	627	3.414
Saesa	Gestión de residuos	Costo	360	357
Saesa	Reforestaciones	Inversión	31.162	85.157
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	320	748
Saesa	Permisos sectoriales y otros	Inversión	418	1.244
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	7.526	-
STS	Asesorías medioambientales	Costo	349	385
STS	Gestión de residuos	Costo	679	-
STS	Reforestaciones	Inversión	6.349	34.852
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	54	1.081
STS	Proyectos de inversión	Inversión	59.769	72.951
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	-	2.622
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	6.673	104
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	7.164	8.937
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	843	1.839
Edelaysen	Permisos sectoriales y otros	Inversión	-	141
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	19.328	-
	Totales		142.687	215.567

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 2011 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía			Fecha Liberación de Garantía					
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	Primer Semestre 2012 (M\$)	Segundo Semestre 2012 (M\$)	2013 (M\$)	2014 (M\$)	2015 (M\$)	2016 (M\$)
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	758	-	758	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad, Region de Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.229	2.229	-	-	-	-	-
Intendencia Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	444.302	355.442	88.860	-	-	-	-
SERVIU REGIÓN DE AYSEN	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	424	424	-	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	61.598	24.434	34.935	2.229	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	114.975	-	-	114.975	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	861.050	334.122	526.928	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	375	-	-	375	-	-	-
Gobierno Regional de los Rios	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.207.239	-	-	4.207.239	-	-	-
Hospital Base Valdivia	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	100	100	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Ancud	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	250	250	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Angol	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	48.575	48.575	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Calbuco	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	8.000	8.000	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Nacimiento	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	7.399	4.932	-	2.466	-	-	-
I. Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	8.610	8.610	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.536.316	1.768.158	1.768.158	-	-	-	-
I. Municipalidad de Panguipulli	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	7.165	7.165	-	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Maullín	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.000	4.000	-	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	72.096	-	-	-	-	72.096	72.096
SERVIU region de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.872	1.981	1.665	2.226	-	-	-
SERVIU Region de los Rios	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.261	5.261	-	-	-	-	-
Totales					9.468.689	2.573.682	2.421.304	4.329.510		72.096	72.096

32 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2011 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\$5.472.435.

33 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

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	11.223.569	115.386.867	33.211.762	12.995.800	13.375.194	6.674.660
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	COMPAÑIA 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

31/12/2010										
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	6.028.992	99.737.464	20.877.269	7.734.879	15.878.768	9.397.680
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	14.117.651	52.755.747	3.672.097	4.260.918	13.410.456	4.005.296
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.917.168	13.972.413	3.574.912	760.653	10.920.446	984.033
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	17.367.945	63.594	9.106.205	161.978	45.719.668	5.413.772

34 Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Prestamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011	Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010
			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	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	UF	0,90%	-	-	-	-	-	-	-	-	195.782	195.782	21.798.581	-	-	21.798.581
Chile	USD	2,02%	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	USD	1,95%	-	-	-	-	-	-	-	106.184	10.958.982	11.065.166	-	-	-	-
Chile	USD	2,24%	-	-	-	-	-	-	-	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-
Totales			-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-	106.184	16.183.233	16.289.417	21.798.581	-	-	21.798.581

- 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		31/12/2011	Uno a tres años	Tres a cinco años		Más de cinco años	31/12/2011		Uno a tres meses	Tres a doce Meses	31/12/2010	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	-	-	-	-	-	-	-	195.782	195.782	21.798.581	-	-	21.798.581
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	USD	1,95%	1,95%	-	-	-	-	-	-	-	106.184	10.958.982	11.065.166	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	USD	2,24%	2,24%	-	-	-	-	-	-	-	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-
Totales						-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-	106.184	16.183.233	16.289.417	21.798.581	-	-	21.798.581

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011	vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010
			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%	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228	-	2.668.791	2.668.791	13.828.939	25.153.071	38.532.065	77.514.075
Chile	UF	3,00%	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	-	25.115.540	-	-	-	-	-	-	-
Chile	UF	3,60%	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512	-	-	-	-	-	-	-
Chile	UF	3,23%	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756	-	546.474	546.474	7.985.004	13.784.118	-	21.769.122
Totales			729.684	4.070.601	4.800.285	36.561.584	55.836.827	62.963.625	155.362.036	-	3.215.265	3.215.265	21.813.943	38.937.189	38.532.065	99.283.197

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2011							31/12/2010						
								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%	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228	-	2.668.791	2.668.791	13.828.939	25.153.071	38.532.065	77.514.075
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE I/N°664	Chile	UF	3,45%	3,00%	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%	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 G/N°301	Chile	UF	3,34%	3,23%	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756	-	546.474	546.474	7.985.004	13.784.118	-	21.769.122
Totales								729.684	4.070.601	4.800.285	36.561.584	55.836.827	62.963.625	155.362.036	-	3.215.265	3.215.265	21.813.943	38.937.189	38.532.065	99.283.197

35 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes Al efectivo	Dólar	Peso chileno	7.324	12.382
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			7.324	12.382

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Peso chileno	24.604.436	15.861.248
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			24.604.436	15.861.248

36 Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Otras Ganancias (Pérdidas)	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Indemnización Término Contrato	-	3.299.564
Ingreso o pérdida en venta de activos fijos	1.610	169.065
Totales	1.610	3.468.629

El valor por M\$3.299.564 en 2010, corresponde al pago de una indemnización por término anticipado de contrato de compraventa de energía, que la filial SGA mantenía con otra generadora. El contrato fue terminado el 01 de agosto de 2010.

Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Al 31 de diciembre de 2011

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-11 MM\$	Dic-10 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos Corrientes	99.475	81.778	17.697	21,6%
Activos No Corrientes	505.288	476.356	28.932	6,1%
Total Activos	604.763	558.134	46.629	8,4%
Pasivos Corrientes	89.233	80.060	9.173	11,5%
Pasivos No Corrientes	137.546	116.382	21.164	18,2%
Patrimonio	377.984	361.692	16.292	4,5%
Total Pasivos y Patrimonio	604.763	558.134	46.629	8,4%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$ 46.629 respecto de diciembre de 2010, explicado por un aumento en los Activos Corrientes (MM\$17.697) y en los Activos No Corrientes (MM\$28.932).

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

- a) Efectivo y Equivalente al Efectivo por MM\$ 11.415, originado por cambios en la administración del capital de trabajo.
- b) Otros Activos Financieros (MM\$2.264) 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 por MUSD 47.228.
- c) Activos por Impuestos Corrientes por MM\$ 2.978, producto principalmente de la reanudación de Pagos Provisionales Mensuales en SAESA.

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

- a) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo (MM\$20.284) debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, producto del crecimiento del número de clientes.
- b) Incremento en Derechos por Cobrar No Corrientes (MM\$5.933), mayoritariamente por nuevos convenios de Alumbrado Público.
- c) Incremento en Activos por Impuestos Diferidos, debido al reconocimiento de impuestos diferidos originados en fusión efectuada el 31 de mayo de 2011 de la Sociedad con su filial (antigua Saesa; MM\$3.833).
- d) Disminución en Otros Activos Financieros debido a la reclasificación a Activo Corriente del Crédito por Impuesto de Ley Austral en filial Edelaysen (MM\$ 1.069).

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$ 30.367 respecto de diciembre de 2010, explicado por el incremento en los Pasivos Corrientes de MM\$ 9.173 y en los Pasivos No Corrientes (MM\$ 21.164).

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por:

- a) Mayores saldos en Otros Pasivos Financieros de MM\$ 8.548, producto de la redenominación de un crédito en UF de largo plazo por un crédito en USD a corto plazo (con cobertura Cross Currency Swap en abril de 2011), equivalente a MUSD 47.228.
- b) Incremento en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM\$ 6.663, debido a cambios en la administración del capital de trabajo de la Sociedad.
- c) Disminución en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas por MM\$ 12.179 principalmente por pago de deuda mercantil con entidades relacionadas y variación en cuenta de dividendos por pagar.
- d) Incremento en Otros Pasivos No Financieros de MM\$ 6.011 en el ítem construcción de obras, producto de mayores aportes de subsidios FNDR por MM\$ 3.670 y aportes de clientes por MM\$ 2.341.

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

- a) Mayor saldo de Otros Pasivos Financieros (MM\$24.465) producto de colocaciones de bonos.
- b) Mayor saldo de Otros Pasivos No Financieros (MM\$ 5.437) relacionados a ingresos anticipados por venta de peajes de transmisión, que financiarán líneas eléctricas que se encuentran en construcción.
- c) Disminución en impuestos diferidos de MM\$ 8.743 debido al reconocimiento de impuestos diferidos originados en fusión efectuada el 31 de mayo de 2011 de la Sociedad con su filial (antigua Saesa).

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$16.292 respecto de diciembre de 2010, explicado principalmente por mayores saldos de Otras Reservas (MM\$13.400), debido al efecto por fusión originado por absorción de la Sociedad con su filial (antigua Saesa).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-11	Dic-10 (*)	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,1	1,0	9,1%
	Razón Ácida	Veces	1,0	0,9	10,0%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	0,6	0,5	10,5%
	Cobertura Gastos Financieros (1)	Veces	10,4	11,7	-11,7%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total	%	39,3%	40,8%	-3,5%
	Deuda LP / Deuda Total	%	60,7%	59,2%	2,4%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	31.937	25.454	25,5%
	Rotación de inventarios	Veces	3,5	3,3	7,6%
	Permanencia de inventarios	Días	103	111	(7,1%)
	Rotación de cuentas por cobrar	Días	28,0	26,9	4,1%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado)	%	4,15%	6,57%	(36,9%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado)	%	2,64%	4,32%	(39,0%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado)	%	9,70%	11,50%	(15,6%)
	Utilidad por acción (*)	\$	0,0167	0,1328	(87,4%)

(1) Se utilizó Resultado bruto de explotación dividido por Costos Financieros

(*) Debido a la fusión materializada con fecha 31 de mayo de 2011, la Sociedad realizó una redenominación de sus acciones, por lo que cada accionista recibió 50 acciones nuevas por cada una de las que eran propietarios.

II. Análisis del Estado de Resultados.

	Dic-11 MM\$	Dic-10 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	282.966	249.759	33.207	13,3%
Materias primas y consumibles utilizados	(206.989)	(174.322)	(32.667)	18,7%
Margen de contribución	75.977	75.437	540	0,7%
Gastos de personal	(10.584)	(10.311)	(273)	2,6%
Otros gastos por naturaleza	(27.004)	(23.386)	(3.618)	15,5%
Resultado bruto de explotación	38.389	41.740	(3.351)	(8,0%)
Depreciaciones y amortizaciones	(11.104)	(11.280)	176	(1,6%)
Resultado de explotación	27.285	30.460	(3.175)	(10,4%)
Resultado Financiero	(8.696)	(5.059)	(3.637)	71,9%
Resultado en soc. por método participación	-	-	-	-
Otras Ganancias (Pérdidas)	2	3.469	(3.467)	(99,9%)
Resultado antes de impuestos	18.591	28.870	(10.279)	(35,6%)
Impuesto sobre sociedades	(3.253)	(4.659)	1.406	(30,2%)
Resultado del periodo	15.338	24.211	(8.873)	(36,6%)
Sociedad Dominante	15.068	23.921	(8.853)	(37,0%)
Accionistas Minoritarios	269	291	(22)	(7,6%)

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación disminuyó respecto de igual periodo del año anterior, en MM\$ 3.175, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de Contribución por MM\$ 540 debido a:

- Menor margen de distribución por MM\$2.110 debido a que el mayor crecimiento de energía (6,5%) no compensó los menores ingresos por factores de economía de escala que se aplican año a año en la tarifa, las menores ventas de potencia en horario de punta y el efecto negativo del aumento de los precios de compra promedio.

- Menores ingresos de Subtransmisión por MM\$2.186 debido a que el año anterior hubo reliquidaciones de peajes puntuales que significaron mayores ingresos.
 - Menor margen de Edelayesen por MM\$ 1.430 debido a que el crecimiento de la demanda de energía se satisfizo con generación térmica que tiene un costo variable de producción mayor al de las otras fuentes.
 - Mayores ingresos netos en comercialización de energía en SGA por MM\$ 2.078 debido a costos marginales (precios de venta) más altos.
 - Mayores ingresos en Otros Ingresos por Naturaleza de MM\$ 3.976, por incremento en ítem construcción de obras a terceros.
- b) Mayores Gastos del Personal por MM\$ 273 principalmente por ajustes por inflación
- c) Mayores gastos en el ítem Otros gastos por naturaleza (MM\$ 3.618), principalmente por pago excepcional de compensaciones a clientes, por fallas en el sistema eléctrico registradas en el mes de abril de 2011, relacionadas con emergencia climática.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en MM\$ 3.637 con respecto al periodo anterior, principalmente por la variación de Diferencias de Cambio (MM\$ 1.644) debido a la corrección de las cuentas en pesos de la filial SGA, que tiene moneda funcional dólar y Unidades de Reajuste (MM\$ 1.751) originado por el impacto en el saldo de la deuda denominada en U.F. ajustada por inflación.

3) Ganancias y Pérdidas

En 2010 se puso término anticipado a un contrato de compraventa de energía entre la filial SGA y otra generadora, que implicó el pago a esta filial de una indemnización de MM\$ 3.299.

4) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2011 obtuvo utilidades por MM\$15.338, lo que implicó una disminución de MM\$8.873 respecto de diciembre de 2010.

Análisis del Flujo de Efectivo.

Flujo de Efectivo	Dic-11	Dic-10	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
de la Operación	47.086	40.063	7.023	18%
de la Inversión	(34.353)	(31.817)	(2.536)	8%
de Financiación	(1.313)	(31.693)	30.380	(96%)
Flujo neto del período	11.420	(23.447)	34.867	(149%)
Variación en la tasa de cambio	(6)	16	(22)	(138%)
Incremento (disminución)	11.414	(23.431)	34.845	(149%)
Saldo Inicial	12.761	36.191	(23.430)	(65%)
Saldo Final	24.175	12.760	11.415	89%

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$24.175, mayor en un 89% respecto de diciembre de 2010.

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

- 1) Mayor flujo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado principalmente por cambios en la administración del capital de trabajo de la Sociedad.
- 2) Mayor flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión, originado principalmente, por mayores compras de propiedades, planta y equipo y aumento de préstamos a entidades relacionadas.
- 3) Menor flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación, producto de la Disminución de capital realizada en el periodo 2010.

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

Las sociedades Saesa, Edelayesen y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre la provincia de Cautín, en la Novena Región, y la provincia de Capitán Prat, en la Décima Primera Región.

Por su parte, STS posee y opera el sistema de transmisión eléctrica secundaria desde Valdivia a Chonchi y, además, tiene instalaciones en la Octava y Novena Regiones. La principal actividad de la filial STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía eléctrica a través de sus instalaciones.

Saesa y sus filiales de distribución eléctrica Edelayesen y Luz Osorno venden a tarifa regulada, la que incorpora dos componentes: una que refleja el precio promedio a la que la distribuidora compra energía (componente de Precio de Nudo) y otra de Valor Agregado de Distribución (VAD). La componente de precios de nudo es fijada por la autoridad cada seis meses y el VAD, cada cuatro años. Este último se obtiene con la determinación de costos e inversiones de una empresa de distribución eléctrica modelada con criterios de eficiencia.

Las empresas distribuidoras sometidas a regulación de precios operan en territorios que les han sido otorgados en concesión, lo que les confiere características de monopolio natural. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no es factible que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras. Más aún, las señales tarifarias impuestas por la autoridad apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

La filial de transmisión obtiene ingresos según tarifas determinadas cada cuatro años según 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, pero se estima que a principios o mediados del 2012 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 no se esperan efectos adversos en los ingresos de la compañía.

Respecto del negocio de generación, actualmente la filial SGA comercializa energía en el mercado spot. En caso de 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 de ésta en forma económica y segura. 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 el 90% de su energía a precios spot.

2) Riesgos Financieros

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 84% 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.

Por otro lado, cerca del 70% de la deuda financiera está a tasa fija, un 14% a tasa variable y un 16% a tasa variable pero protegida por Cross Currency Swap, de acuerdo con lo que se indica en el párrafo siguiente.

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa variable Libo:

Fecha suscripción	Monto USD MUS\$	Monto CLP M\$
29-04-2011	47.228	24.520.553

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 UF) y tasa de interés (tasa final fija + UF).

Respecto de los flujos, 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, este valor es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad y sus filiales es menor.

a) 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.

Como se menciona en el cuadro del numeral anterior al 31 de diciembre de 2011 la Sociedad tiene un crédito en USD, la exposición de moneda se encuentra acotada a través de un Cross Currency Swap.

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 la Sociedad son inferiores al 8% en los últimos dos años. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

b) Riesgo Tasa de Interés

En la actualidad el 86% 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 de la TAB a la fecha de presentación 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\$120 durante el periodo enero - diciembre de 2011. Para este análisis no se consideró los créditos en USD 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, después de derivados contratados, es la siguiente:

	31/12/2011	31/12/2010
Tasa Interés Variable	14%	37%
Tasa Interés Protegida	16%	15%
Tasa Interés Fija	70%	48%

c) 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 estructurada a largo plazo, mediante créditos bancarios y bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad y sus filiales. 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 Sociedad.

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.

d) 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 fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail 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 retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad y sus filiales establece plazos que van de 12 ó 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

El deterioro de las cuentas por cobrar 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	1%	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.