



Reporte Anual 2013

ÍNDICE

Carta del Presidente del Directorio	4
Visión Corporativa	6
Identificación de la Sociedad	7
Antecedentes Relevantes	8
Estructura de Propiedad	9
Propiedad y Control	10
Gobierno Corporativo	11
Directorio de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales	12
Administración de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales	13
Estructura Organizativa	15
Marcha de la Empresa	16
Línea de Tiempo	23
Descripción del Sector Eléctrico en Chile	26
Actividades de la Sociedad	29
Factores de Riesgo	34
Gestión Financiera	40
Hechos Relevantes	44
Empresas Filiales	45

Información Resumida de Negocios Conjuntos	55
Declaración de Responsabilidad	58
Estados Resumidos	59
Estados Financieros	64

Carta del Presidente del Directorio

Estimados accionistas, clientes, autoridades, colaboradores, proveedores e inversionistas,

Ponemos a su disposición la memoria anual del ejercicio 2013 del Grupo Saesa, donde presentamos una relación de los resultados financieros obtenidos por la Compañía, y también los principales hechos, obras, hitos y actividades desarrolladas durante el periodo.

Con sede central en la ciudad de Osorno, Región de Los Lagos, la compañía eléctrica con operación en generación, transmisión y distribución, ha mantenido su firme compromiso con las comunidades que atiende, no sólo en el mejoramiento de la calidad de servicio, sino también en su integración con las comunidades locales y su apoyo al desarrollo regional.

Al compromiso de servicio de la Compañía con los habitantes de las comunas que atiende, comprobado a través de la mejora progresiva de sus indicadores de calidad de suministro, se suma la relación abierta, transparente y permanente que desempeña en la atención de sus usuarios.

Durante los años recientes, con énfasis en 2013, ha consolidado la implementación de canales de contacto más eficientes y amigables, a través de la incorporación de nuevas tecnologías y cobertura en oficinas, medios de pago y uso de redes sociales. Así lo confirmó el Ranking Anual de Empresas Eléctricas desarrollado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, donde las 4 distribuidoras elevaron su calificación técnica y la valoración de los usuarios en la encuesta de percepción.

En cuanto a obras de inversión en generación, con gran orgullo en el mes de abril y con la presencia del Ministro de Energía, Edelayen entregó a la Región de Aysén, la Central Hidroeléctrica de Pasada Monreal, de 3 MW de generación limpia y renovable, que permitirá a la región disminuir el uso de combustibles fósiles para su abastecimiento.

Otra de las obras significativas del periodo, fue la anhelada puesta en servicio de la línea de transmisión en 220 kV hacia Chiloé, que permitirá robustecer y elevar la calidad de suministro eléctrico a los más de 170.000 habitantes del archipiélago. La concreción de este proyecto, llevó a la empresa a enfrentar grandes desafíos en materia de concesiones y servidumbres.

A través del consorcio formado por Saesa y Chilquinta, la empresa se adjudicó adicionalmente la construcción de 2 nuevos proyectos troncales por US\$75 millones: Melipilla - Rapel y Lo Aguirre - Melipilla, expandiendo su territorio de operación a otras regiones del país, sumando así, 4 proyectos de transmisión troncal.

La seguridad de las personas continua siendo un objetivo intransable en la operación del Grupo Saesa y sus empresas contratistas, toda vez que el trabajo en redes energizadas y los desplazamientos que a diario las brigadas deben realizar para asegurar la continuidad del servicio, se transforman en un riesgo que la Compañía busca enfrentar incansablemente. En este marco es que se dio el vamos a la campaña Estoy Seguro, que entrega directrices para efectuar un trabajo seguro.

En desarrollo de personas, la Compañía mantiene su propósito de contribuir al crecimiento de sus empleados y contratistas. Fue así, que tuvo la mayor participación nacional en el Programa de Certificación de Competencias Laborales, que permitió validar las capacidades técnicas de técnicos electricistas, en una iniciativa conjunta con la Asociación de Empresas Eléctricas.

Un hito importante fue que por primera vez la compañía participó en el ranking de mejores empresas para trabajar en Chile, logrando instalarse entre las 50 mejores, de acuerdo a los resultados promocionados por Great Place to Work.

El compromiso de respaldo al desarrollo de las regiones donde Frontel, Saesa y Edelayen mantienen operación, ha motivado la implementación de programas que permitan no sólo entregar recursos, sino buscar una contribución y relación de mayor plazo. Es así que en 2013, se implementó el Programa de Liceos Eléctricos, a través del cual la Compañía proveyó de materiales y equipos a establecimientos educacionales con programas de formación de técnicos electricistas. Asimismo aportó conocimientos mediante capacitación impartida por los trabajadores, muchos de ellos ex alumnos de los liceos. Para 2014 el programa espera aumentar al triple la cobertura de establecimientos y alumnos.

El programa Conexión de Sedes Sociales y la campaña A la escuela con Energía, también formaron parte importante y transversal en toda la zona de cobertura, de las acciones de responsabilidad social corporativa.

Para la empresa, el 2013 fue un año histórico en términos económicos, que además de superar la previsión en cuanto a utilidades, permitió ejecutar el mayor plan de inversión de la historia en renovación de instalaciones, mejoramiento de calidad de servicio, conexión de pequeñas centrales de generación (PMGD) construcción y puesta en operación de subestaciones y robustecimiento del sistema. Todo ello necesario para satisfacer adecuadamente las necesidades de abastecimiento eléctrico de 760 mil clientes, distribuidos en 5 regiones del sur de Chile.

En el ámbito financiero, en el mes de agosto, la Sociedad colocó exitosamente un bono por UF 3.000.000, experimentando una demanda de 1,6 veces, mostrando la credibilidad y confianza que el mercado local tiene de la Compañía.

En las páginas siguientes, les invito a conocer con mayor detalle las actividades que las empresas que conforman el Grupo Saesa desarrollaron durante 2013, las que son fruto del compromiso de nuestros accionistas principales, Ontario Teachers' Pension Plan Board y Alberta Investment Management Corp, así como también de los 900 trabajadores y más de 3000 contratistas.

Cordialmente,



Iván Díaz-Molina

Presidente

Visión Corporativa

Visión

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

Misión

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

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

Valores Corporativos

Pasión por el cliente: **Parte de nuestro ADN**

Nos apasiona el desafío de brindar satisfacción a nuestros clientes.

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

Seguridad: **Intransable**

Cuidamos de nosotros y de los demás.

Trabajamos con altos estándares de seguridad.

Vivimos la seguridad en nuestro actuar y nuestras decisiones.

Eficiencia: **Clave en nuestro quehacer**

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

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

Integridad: **Hacemos lo correcto**

Actuamos con transparencia, honradez y rectitud.

Valoramos a las personas y les damos un trato respetuoso.

Identificación de la Sociedad

Razón Social	Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Nombre de Fantasía	Saesa
Rol Único Tributario	76.073.162-5
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 24147010
Fax	(2) 24147009
Correo Electrónico	infoinversionistas@saesa.cl
Sitio web	www.gruposaes.cl
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385382 / (64) 2385383
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

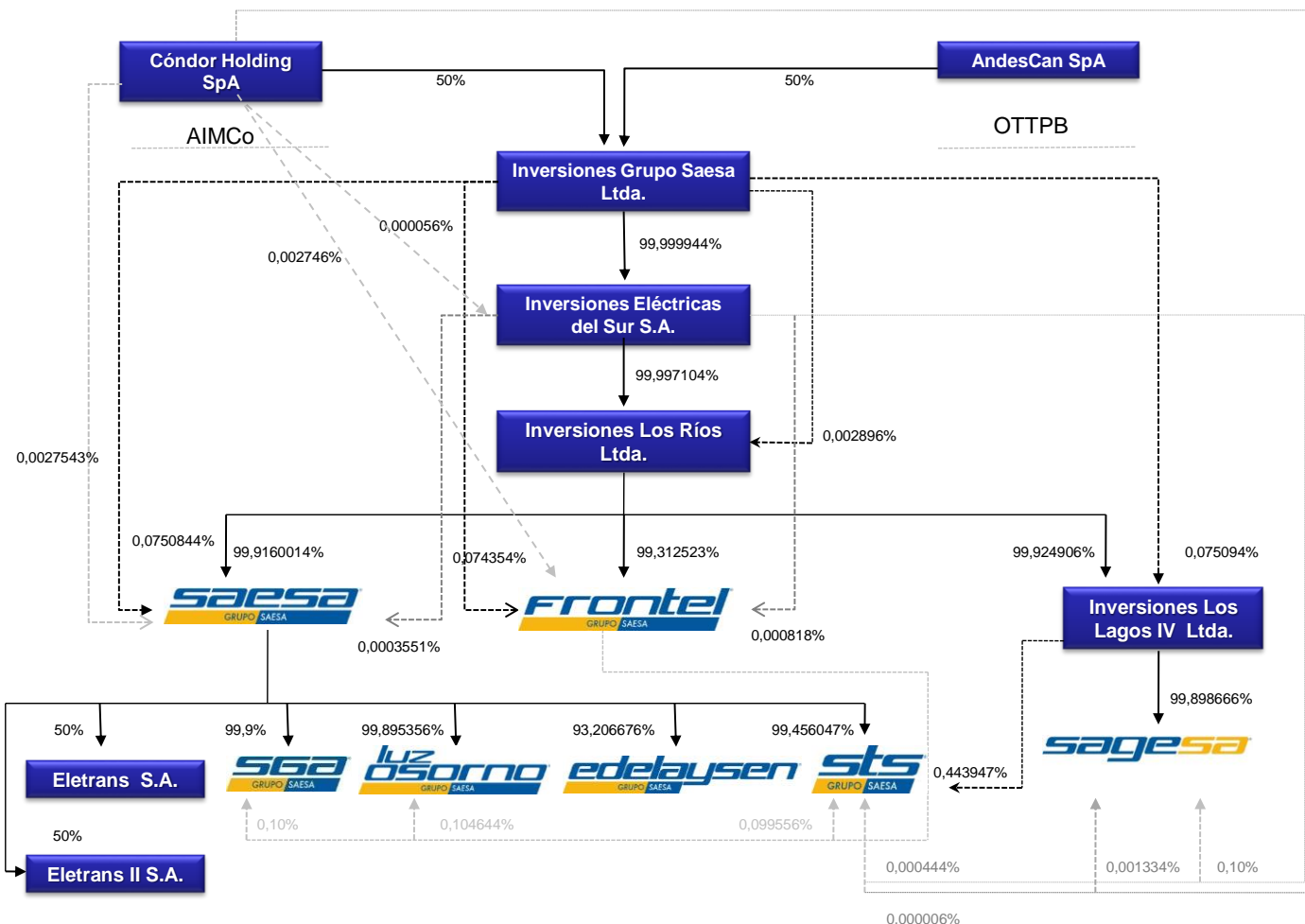
Antecedentes Financieros Consolidados

	MM\$	MM\$
	2013	2012
Ingresos	261.985	243.606
Margen Bruto	96.278	84.299
Ganancia	27.368	21.209
Activos	654.576	671.817
Pasivos	265.481	292.137
Patrimonio	389.096	379.680
Inversiones	33.490	36.023
EBITDA	54.469	44.755

Cifras Operacionales Individuales

	2013	2012
Venta de Energía (GWh)	1.973	1.842
Clientes (Miles)	376	366
Trabajadores	363	353
Líneas AT (km)	155	155
Líneas MT (km)	11.536	11.029
Líneas BT (km)	8.788	8.348
MVA Instalados (MT/BT)	472	507

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:



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

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2013, el número de accionistas de Saesa alcanzaba a 151, siendo los doce mayores los siguientes:

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

Durante el año 2013, no se registraron transacciones de acciones de la Sociedad.

Las acciones de la Sociedad se distribuyen en dos series: Serie “A”, con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias; y Serie “B”, con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias, pero que tienen, además, una preferencia, consistente en que el Directorio de la Sociedad deberá citar a Junta Ordinaria o Extraordinaria de Accionistas cuando así lo solicite el 5% de las acciones emitidas de esta serie, y una limitación, consistente en que estas acciones no tendrán derecho a participar en las elecciones de Directores de la Sociedad. La duración de las acciones Serie A y Serie B es de cien años a contar del día 31 de julio de 2008.

Acuerdos Conjuntos

A nivel de la Sociedad, existen pactos de accionistas, los cuales fueron celebrados con fecha 24 de julio de 2008 entre los accionistas mayoritarios; estos contemplan entre otras materias, ciertas limitaciones a la libre disposición de las acciones en dicha Sociedad. A su vez, la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A., cuenta con pacto de accionistas celebrado el 22 de junio de 2012, el cual contempla limitaciones a la libre disposición de las acciones.

Gobierno Corporativo

Al Directorio de la Sociedad le corresponde la administración de esta y su representación judicial y extrajudicial, teniendo todos los deberes y atribuciones a él conferidos por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y su Reglamento. El Directorio de la Sociedad se reúne en forma ordinaria mensualmente con la finalidad de tratar los diversos temas propios de su competencia, ocasión en la que además son informados por el Gerente General sobre la marcha de la Sociedad. El Directorio también se reúne extraordinariamente en aquellos casos que ello resulte conveniente y/o necesario. Lo anterior, sin perjuicio del derecho de los Directores de ser informados en cualquier tiempo de todo lo relacionado con la marcha de la Sociedad. La remuneración del Directorio es fijada anualmente por la Junta Ordinaria de Accionistas.

Los accionistas de la Sociedad se reúnen en Juntas Ordinarias y Extraordinarias de Accionistas. Las primeras se celebran una vez al año, dentro del primer cuatrimestre, para decidir respecto de las materias propias de su conocimiento. Las segundas pueden celebrarse en cualquier tiempo, cuando así lo exijan las necesidades sociales, para decidir cualquier materia que la ley o los estatutos de la Sociedad entreguen al conocimiento de las Juntas de Accionistas.

La Sociedad cuenta con un Manual de Adquisición o Enajenación de Valores y Manejo y Divulgación de Información de Interés para el Mercado, cuya última versión fue aprobada por el Directorio de la Sociedad con fecha 28 de enero de 2010 y se encuentra disponible en el sitio web de la Sociedad.

Directorio de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales

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
	Stacey Purcell / Ingeniero Comercial / Extranjera
	Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil Industrial/ Rut 7.011.905-6
	Waldo Fortín / Abogado / 4.556.889-K
	Kevin Roseke / Licenciatura en Comercio / Extranjero
	Ben Hawkins / Maestría en Administración de Empresas / Extranjero

En el año 2013 el Directorio de la Sociedad y sus Empresas Filiales se compone de ocho integrantes y la duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

Durante los últimos dos años, el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:

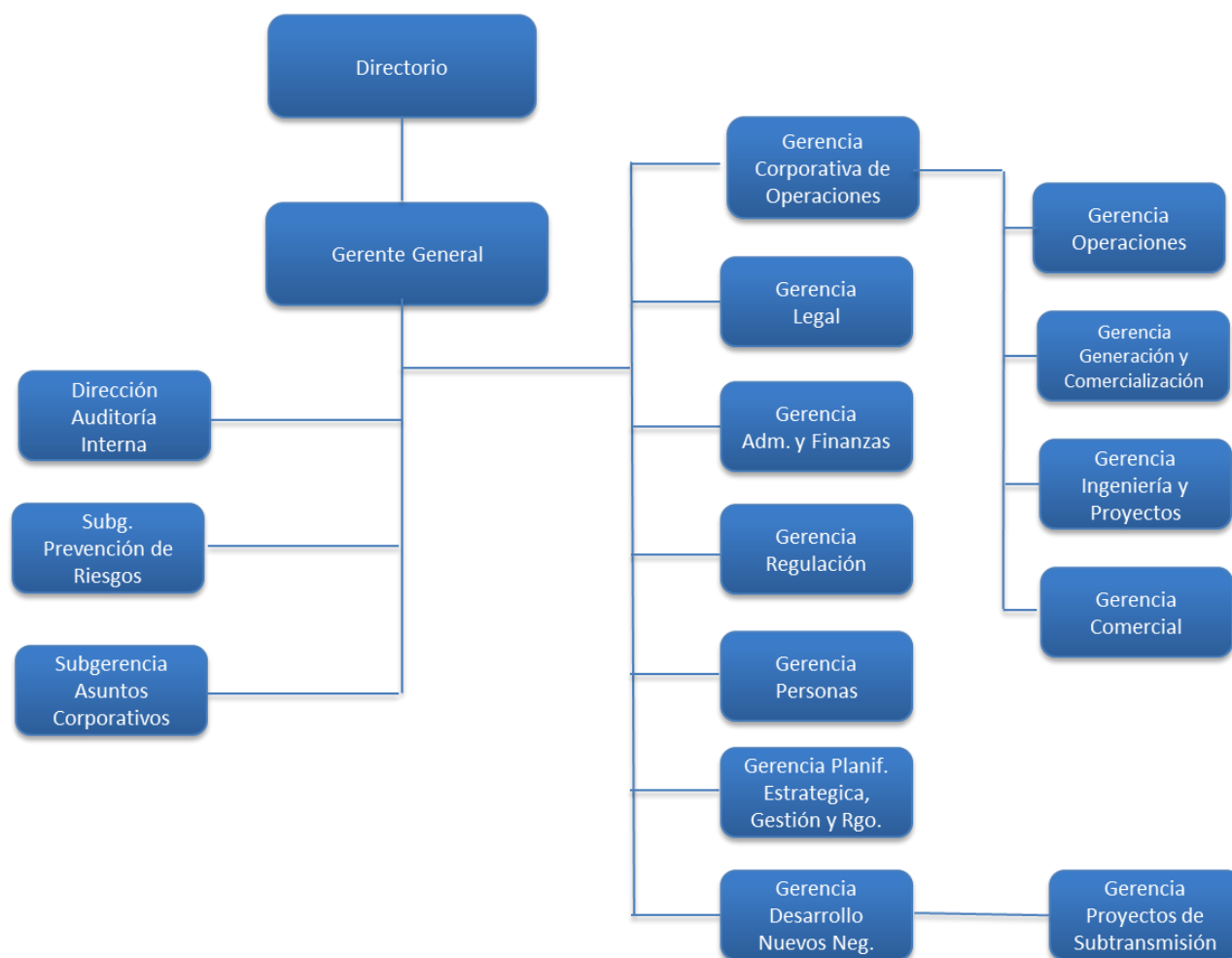
Nombre	RUT	Profesión	Cargo	Fecha último nombramiento	Fecha cesación
Iván Díaz-Molina	14.655.033-9	Ingeniero Civil	Presidente	08/05/2013	-
Jorge Lesser G.	6.443.633-3	Ingeniero Civil	Vicepresidente	08/05/2013	-
Juzar Pirbhai	Extranjero	Bachiller en Letras con mención en Economía	Director titular	30/04/2013	-
Juan Ignacio Parot B.	7.011.905-6	Ingeniero Civil Industrial	Director titular	30/04/2013	-
Waldo Fortín Cabezas	4.556.889-k	Abogado	Director titular	30/04/2013	-
Kevin Roseke	Extranjero	Licenciatura en Comercio	Director titular	30/04/2013	-
Ben Hawkins	Extranjero	Maestría en Administración de Empresas	Director titular	30/04/2013	-
Stacey Purcell	Extranjera	Ingeniero Comercial	Director titular	30/04/2013	-
Olivia Steedman	Extranjera	Ingeniero Bachiller en Ciencias	Director titular	26/04/2012	30/04/2013
Robert Mah	Extranjero	Licenciatura en Comercio	Director titular	26/04/2012	12/09/2012

Administración de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales

Gerente General	Francisco Allende Arriagada / Ingeniero Comercial RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 1 de febrero de 2012
Gerente Operaciones	Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.741.108-9 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial Rut 9.987.057-5 / Fecha nombramiento 11 de abril de 2012
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado Rut 8.955.392-K / Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007
Gerente Comercial	Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial Rut 7.256.279-8 / Fecha nombramiento 24 de septiembre de 2012
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.810.810-K / Fecha nombramiento 1 de enero 2013
Gerente Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.784.472-4 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial Rut 13.117.638-4 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Desarrollo Nuevos Negocios	Jason James / Ingeniero Civil Rut 14.734.860-6 / Fecha nombramiento 5 de agosto de 2013
Gerente de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos	Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial Rut 12.752.648-6 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013

Subgerente Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto / Ing. en Prevención de Riesgos Rut 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Director de Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor Rut 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 1 de enero de 2009
Subgerente de Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza / Periodista Rut 8.750.218-K / Fecha nombramiento 1 de julio de 2012

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

En 2013, la Sociedad se integró como empresa socia a la Red Prohumana, iniciando así el desarrollo de un importante plan de acción, tendiente no sólo a evaluar la contribución real de las iniciativas en desarrollo en la Compañía para sus públicos internos y externos, sino también para consolidar una política de responsabilidad social corporativa, que guíe transversalmente las actividades de la empresa en la búsqueda de una gestión empresarial socialmente responsable.

La participación en el Ranking Nacional de RSE, permitió identificar y validar las iniciativas que la empresa realiza en todos los ámbitos de desempeño sobre esta materia; vale decir, gobierno corporativo, empleados, proveedores y contratistas, comunidad, clientes, relaciones trisectoriales y medioambiente; confirmando el desarrollo de buenas prácticas en todos los aspectos.

El Grupo Saesa ha definido como focos de responsabilidad social hacia la comunidad, la educación y el deporte, desarrollando en ambos objetivos programas de apoyo y formación, orientados a contribuir al desarrollo de las regiones donde mantiene operación.

RSE - COMUNIDAD

Programa “conexión de sedes sociales”

Este programa, implementado durante el 2013, permitió dotar de suministro eléctrico a sedes sociales de las 5 regiones de operación de la Compañía, a través de fondos concursables y postulación abierta a las organizaciones sociales.

Su objetivo es contribuir a la conectividad, desarrollo y fortalecimiento de las juntas de vecinos, entendiendo que la sede social constituye un permanente punto de encuentro de los vecinos y eje fundamental de la reunión, gestión y organización de sus acciones. Interacciones que resultan posteriormente en avances para el bienestar de su comunidad.

En su primer año de desarrollo, este programa conectó 13 sedes en las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Lagos y Aysén, e inició las acciones para dotar de electricidad a otras 10.

Programa “Liceos Eléctricos”

También con inicio durante el 2013, este programa busca contribuir a la formación de los estudiantes de liceos técnicos con especialidad en electricidad.

La Compañía comparte su experiencia, conocimiento, materiales e instalaciones, para una mejor capacitación de los estudiantes de tercer y cuarto año medio.

En su primer año de funcionamiento, este programa incorporó a 3 liceos: Politécnico de Castro, Liceo Industrial de Temuco y Liceo Rigoberto Iglesias Bastías de Lebu, cuyos alumnos participaron de actividades para su desarrollo técnico y teórico.

Así, el Grupo Saesa comparte con la comunidad su compromiso con el progreso social y la formación de jóvenes.

Campaña “A la Escuela con Energía”

En su tercer año de realización, esta campaña que se extiende entre marzo y mayo -periodo de inicio del año escolar- benefició a 36 escuelas en 25 comunas. Su finalidad es aportar al proceso educativo de niños, principalmente de sectores rurales y vulnerables, a través de la entrega de equipamiento audiovisual para su establecimiento.

Libsur, Liga de Baloncesto del Sur

El campeonato de básquetbol Libsur, es el campeonato formativo más importante del país, y que cumplió en 2013, 15 años ininterrumpidos. Este torneo fomenta la práctica del baloncesto en niños y jóvenes del sur de Chile, los cuales conforman en gran parte las selecciones chilenas menores.

Este programa es un espacio de fomento del deporte y la vida sana, además es formador de nuevos deportistas y una plataforma que impulsa a los basquetbolistas destacados.

En 2013, participaron más de 1.000 niños y jóvenes. Un total de 15 clubes provenientes de 12 comunas de 3 regiones del sur del país.

Corridas familiares

Estas actividades se desarrollan junto a los municipios, logrando convocar a centenares de corredores profesionales y amateur, que hacen una fiesta deportiva que por única vez en el año llega hasta las comunas más pequeñas, con alto nivel de vulnerabilidad social.

Su principal objetivo, es llevar a las comunas un evento deportivo de carácter recreativo gratuito, masivo y familiar, impulsando el deporte y la vida sana.

RSE - NUESTRAS PERSONAS

Grupo Saesa, “Great Place To Work”

Por primera vez, la Compañía participó en el **Ranking Great Place To Work**, con un muy buen resultado al quedar nominado entre las 50 mejores empresas para trabajar en Chile. Sin duda un orgullo para la empresa y sus trabajadores.

La Gerencia de Personas desarrolla anualmente el “Saesa Activo”, cuyo objetivo es fortalecer el ambiente de trabajo, buscando conciliar la vida laboral y personal a través de numerosos beneficios para los empleados, como la tarde libre el día de cumpleaños, horario diferenciado (invierno/verano), visita de los hijos a las instalaciones, gimnasia laboral y actividades de camaradería, entre otros.

En términos de capacitación, durante el 2013 se invirtieron más de 570 millones de pesos en perfeccionar a trabajadores y contratistas, con más de 100 horas en programas de formación y desarrollo, capacitaciones técnicas y de seguridad. Además, 36 trabajadores pudieron cursar estudios de pre y post grado, gracias a becas y financiamiento directo otorgado por la empresa a través del Programa Crece, en su noveno año de implementación.

Se destaca la entrega de distinciones de excelencia académica a los hijos de los trabajadores, la celebración masiva del Día del Trabajador, la premiación al mejor empleado por zona, la celebración de Fiestas Patrias y la celebración de la Navidad con un beneficio especial para los contratistas.

Como cada año, en noviembre se realizó en Pucón la versión 53 de las Olimpiadas del Grupo Saesa, encuentro especialmente producido para los trabajadores y sus cónyuges, quienes disfrutaron de un fin de semana de competencias deportivas, entretención y camaradería. Durante esta actividad se reconoció a 35 trabajadores por sus años de servicio.

Por segundo año consecutivo se certificó a los linieros. En esta ocasión fueron 73 personas entre colaboradores propios y contratistas, los que recibieron la certificación de su oficio, validándoles para su desempeño en redes eléctricas, a través del Programa de Certificación de Competencias Laborales realizado en conjunto con la Asociación de Empresas Eléctricas A.G..

Además, la Compañía aceptó la invitación de CORFO para dar inicio al Programa de Desarrollo para Proveedores (PDP), cuyo objetivo es aportar a la capacitación de empresas proveedoras y contratistas en la implementación y desarrollo de sus propias herramientas de gestión. Durante 2013 participaron 12 empresas contratistas.

RSE - COMPROMETIDOS CON EL MEDIOAMBIENTE

Generación residuos peligrosos

En el transcurso del 2013, la generación de residuos peligrosos siguió siendo parte importante del compromiso del Grupo Saesa con el medioambiente. Es por ello que permaneció la coordinación y gestión desde las diferentes instalaciones, principalmente centrales generadoras. Para este fin, se cuenta con transporte autorizado para el traslado de residuos peligrosos, y su disposición final en recintos especialmente destinados y autorizados para ello.

Generación por tipo de residuos:

TIPO DE DESECHO (TONELADAS)	
Sólidos	120,5
Líquidos	147,9
Equipos en desuso (transformadores, condensadores)	268,4

Evaluación ambiental de proyectos

El Grupo Saesa tramitó ambientalmente de forma obligatoria por medio de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), 6 nuevos proyectos, de los cuales fueron aprobados en este periodo 3 centrales de generación (sobre 3 MW), 1 subestación y 1 línea de transmisión (sobre 23 kV).

Apoyo y auspicio en ferias escolares

La Compañía participó y auspició la cuarta versión de la ECOFERIA Escolar de Reciclaje y Medio Ambiente, que se efectuó en el centro comunitario de Frutillar los días 7 y 8 de noviembre, participando de forma activa en charlas y presentación de stand, con el fin de apoyar los esfuerzos que se realizan a nivel comunal y escolar respecto a avanzar en los temas de sustentabilidad.

PASION POR EL CLIENTE - Parte de nuestro AND

Las actividades desarrolladas en el año 2013 orientadas al cliente, se focalizaron en dos objetivos:

- **optimar el nivel de servicio al cliente**, mejorando los tiempos y ampliando la gama de canales de atención y optimizando la infraestructura de cara al cliente, y
- **revisión de los procesos comerciales**, tales como lectura de medidores, corte y reposición de servicios, reparto de boletas, entre otros.

Sistema de fila electrónica

El tercer trimestre del 2013 se completó la implementación del sistema de **fila electrónica** en 5 oficinas más grandes de Saesa y su filial Edelayen:

- Saesa: Ancud, Castro, Puerto Montt, Osorno y Valdivia.
- Edelayen: Coyhaique.

Se implementó un tótem con pantalla táctil que entrega ticket de atención y permite gestionar la fila de espera, mediante un panel numérico. Este mismo sistema hace posible medir los tiempos de espera en la fila, conocer y llevar un mejor control de los motivos de asistencia de clientes a las oficinas.

Con todos los indicadores obtenidos gracias a la implementación de este moderno sistema, ha sido posible identificar posibilidades de mejora, implementar innovaciones en los sistemas y contenidos de la atención, anticipar requerimientos y finalmente elevar los niveles de satisfacción de los usuarios.

Mejora en tiempo de respuesta a presentaciones

Durante el año 2013, se cumplió la meta de disminuir en un 50% los tiempos de respuesta a los reclamos de los clientes con respecto al año 2008. Esto, no es menos complejo, considerando el cambio registrado en la sociedad local, que evidencia un alza importante en la cantidad de reclamos efectivos.

El proceso de respuesta a reclamos, denominados “presentaciones” en el sector eléctrico, ha visto una mejora continua aplicada al proceso, lo que ha permitido estandarizar las respuestas, automatizar y acelerar de manera importante este trabajo.

Durante 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), modificó el procedimiento de atención de reclamos de clientes disconformes con las respuestas de las distribuidoras. Fue así como se creó la Unidad de Experiencia del Cliente, en donde la SEC atiende centralizadamente los requerimientos de los clientes de todo Chile, entregando respuestas estandarizadas a los consumidores. Esto implicó una modificación en la estructura de atención de reclamos del Grupo Saesa, y una capacitación en los sistemas informáticos que SEC habilitó para este evento.

Autoevaluación de la atención - Cliente Incógnito

Entre los meses de octubre a diciembre del 2013, se realizó el cuarto estudio del ***Cliente Incógnito***, orientado a medir la calidad de atención comercial en oficinas, calidad de estructura de oficinas comerciales, atención al cliente y atención de las brigadas comerciales. Esta vez, se midió adicionalmente la atención de call center y brigadas comerciales.

El estudio concluyó que Saesa posee altos estándares de atención al cliente (sobre el 80% de satisfacción neta) lo cual deja el gran desafío de mantener estos niveles durante el 2014.

Nueva Oficina Virtual del Grupo Saesa

Otro de los hitos destacables del 2013, fue la habilitación del portal web de clientes denominado “Oficina Virtual”. Este nuevo canal de atención, permite al cliente realizar una serie de transacciones de autoservicio tales como: obtener una copia de su boleta, consulta de sus consumos históricos, solicitar un requerimiento comercial o hacer un reclamo, modificar sus datos personales, solicitar el despacho de su boleta vía correo electrónico, pagar la o las cuentas pendientes en forma electrónica.

Call Center amplía sus servicios

Se comenzó a incorporar nuevos procesos de atención comercial a los canales no presenciales. Así por ejemplo, un cliente puede solicitar a través de call center, el envío de un certificado relacionado a su servicio y recibirlo en su correo electrónico, o gestionar el cambio de su despacho postal, sin necesidad de acudir personalmente a las oficinas.

Otro de los aspectos innovadores, fue la creación de indicadores destinados a mejorar la atención y la información hacia los clientes, con el fin de lograr su satisfacción a través de la rapidez de la atención en terreno, de la información oportuna y de calidad.

Mejoras en proceso de Lectura y Reparto

Durante el 2013, se dio inicio a un proyecto orientado a mejorar la eficiencia del proceso de Lectura y Reparto, lo que ha exigido trabajar en la captura de datos a través de equipos de alta confiabilidad, con un nuevo plan de reposición y mantenimiento de los mismos. Asimismo, se han debido realizar mejoras en el sistema operativo del captor y administrar las bases de datos para obtener reportes de productividad.

Se estiman mejoras de largo plazo, que incluyen propuestas de cambios legislativos, incorporación de tecnologías de lectura remota y diseños especiales de lectura y reparto para segmentos de clientes especiales.

SEGURIDAD - Valor Intransable

Con el lanzamiento de la Campaña “Estoy Seguro”, la Sociedad inició una nueva era en lo que a seguridad se refiere, involucrando a trabajadores de empresa y contratistas.

Poniendo énfasis en un mensaje de carácter positivo, esta campaña tiene como objetivo establecer un control real para efectuar labores de manera segura en todas y cada una de las acciones que se relacionan con la Compañía. El programa contempla actividades y tareas específicas para evitar accidentes.

Esta campaña fue presentada además en cada una de las zonales por los ejecutivos de la Compañía, quienes invitaron a todos los trabajadores propios y de empresas contratistas a ponerse la camiseta de “Estoy Seguro”, que considera intervenciones lúdicas y de trabajo para todo el 2014.

Capacitar es la clave

Durante el año se han realizado capacitaciones técnicas y de seguridad, que impactan directamente en el desempeño de todo el personalLo anterior con miras a reforzar la excelencia operacional ligada a los altos niveles de desempeño en la seguridad.

Los procesos impactados fueron las áreas de Obras y Mantenimiento, Operaciones, Comercial, Generación y supervisores de empresa y contratistas.

Finalmente, la empresa respeta profundamente la voluntad y el compromiso de cada uno de sus colaboradores. Es por ello, que el propósito de la Compañía es trabajar sin descanso para lograr que cada uno de los que conforman el Grupo Saesa haga suyo el concepto y marca “Estoy Seguro”, y así tener desempeños de seguridad de excelencia que culminarán en una mejor calidad de vida para todos los que trabajan en la Compañía.

EFICIENCIA - Clave en nuestro quehacer

Proyectos de Electrificación Rural

Manteniendo el compromiso con los sectores más aislados a lo largo de su zona de concesión, la Sociedad continúa desarrollando proyectos financiados por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), la empresa y en menor parte por los beneficiarios.

Es así como en 2013 se conectaron 16 proyectos con 644 beneficiarios.

Adjudicación de proyectos de transmisión troncal

Al igual que en el año 2012, en el mes de junio el consorcio formado por Saesa y Chilquinta (esta última no perteneciente al grupo empresarial), se adjudicó una segunda licitación correspondiente a derechos de explotación y ejecución de los tendidos “Nueva Línea 1×220 kV A. Melipilla-Rapel” y “Nueva Línea 2×220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla”, con un circuito tendido. La primera de ellas consiste en una línea 1×220 kV entre las subestaciones Rapel y Alto Melipilla, que alcanza una longitud de 50 km, y la segunda a una nueva línea entre las subestaciones Lo Aguirre y Melipilla, de 42 km. Estos proyectos contemplan una inversión de US\$75 millones.

Proyecto Rahue - Pilauco

Aumentar la confiabilidad y seguridad de suministro, así como la disponibilidad de potencia en 66 kV principalmente para la provincia de Osorno; normalizar el sistema troncal 220 kV con las nuevas subestaciones Rahue y Pilauco, son los objetivos principales de esta obra que fue puesta en servicio en el mes de octubre y ejecutada por la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A..

Con una inversión superior a los \$9.000 millones, el proyecto Rahue - Pilauco, incluyó:

- la construcción de la nueva subestación Pilauco 220/66 kV - 120 MVA, compuesta de 4 unidades autotransformadoras monofásicas de 40 MVA cada una, incluida la unidad de reserva,

- la construcción de 1,5 km de línea de transmisión de 2x220 kV para la conexión en 220 kV de la Subestación Antillanca del proyecto Puyehue - Rupanco a la subestación seccionadora 220 kV Rahue, y
- la construcción de varios tramos de líneas de 66 KV desde la nueva Subestación Pilauco (220/66 kV) a las subestaciones primarias Osorno, La Unión y Barro Blanco.

El proyecto considera un tercer alimentador de 66 kV para la subestación Osorno, con lo que aumentará la confiabilidad y la seguridad para el suministro de la provincia de Osorno.

Proyecto Chiloé

Con el fin de satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica de la isla grande de Chiloé y mejorar las condiciones de suministro en la zona, el Grupo Saesa a través de su filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), debió ampliar la capacidad de las actuales instalaciones de 110 a 220 kV.

Con una inversión de más de \$51 millones de dólares, el proyecto permite aumentar la capacidad de suministro hacia la Isla de Chiloé de 55 a 110 MVA.

Esta obra incluyó:

- la ampliación de la Subestación de 220 kV Melipulli, ubicada en la ciudad de Puerto Montt, habilitando un nuevo Paño de Línea de 220 kV,
- la construcción de una línea de transmisión de 220 kV de 108 km de longitud, desde la subestación Melipulli en Puerto Montt hasta la subestación Chiloé ubicada en el sector Degan en la Isla de Chiloé, y
- la construcción de una subestación de 220/110 kV - 90 MVA en la Isla de Chiloé.

Línea de Tiempo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- 2011:** La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).
- 2012:** En el mes de febrero asumió como Gerente General del Grupo Saesa, Francisco Allende Arriagada. En septiembre fue inaugurado, junto al Ministro de Energía, Jorge Bunster, el Proyecto Puyehue Rupanco. En diciembre la Compañía colocó bonos de UF 2.500.000 para financiamiento de sus pasivos financieros.
- 2013:** En el mes de junio, nuevamente el consorcio conformado por Saesa y Chilquinta (esta última no perteneciente al grupo empresarial al que pertenece Saesa) adjudicándose 2 nuevos proyectos de transmisión troncal. Posteriormente constituyen la Sociedad Eletrans II.
- En el mes de diciembre, entró en servicio el denominado proyecto Chiloé que contempló la ampliación de las instalaciones de 110 a 220 kV y aumento de la capacidad de suministro hacia la Isla de Chiloé de 55 a 110 MVA.
-

Descripción del Sector Eléctrico en Chile

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, a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), el cual tiene las siguientes funciones:

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

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

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 períodos 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 Edelaysen, 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.

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.

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.

a) *Clientes regulados*

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada no superior a 2 MW.

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

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

b) Clientes libres

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

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

c) Otros servicios asociados a la distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público (“SSAA”), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes.

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 376 mil clientes.

Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 155 km de líneas de 110 kV, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de la filial STS. A través de su filial Edelayesen, empresa que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución, abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aysén.

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

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

Debido al complejo escenario originado por la quiebra de Campanario S.A., la Superintendencia de Electricidad y Combustible, emitió la Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario S.A., debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario. En consideración a lo anterior, durante el primer trimestre de 2012 Saesa y su filial Luz Osorno, junto a la relacionada Frontel, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A, adjudicando a Endesa el bloque de suministro licitado, para el periodo mayo 2012-diciembre 2014.

Debido al escenario actual, la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC. Es así como uno de los procesos denominado 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Por lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 y además impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 al 2025, cuya adjudicación se fijó para agosto 2014.

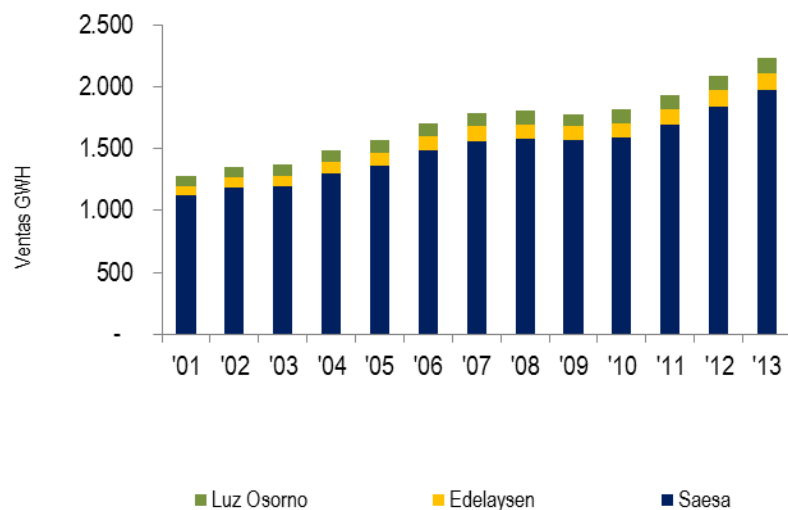
Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor, Saesa realizó inversiones por un monto de \$9.201 millones durante el año 2013.

Transacciones con partes relacionadas

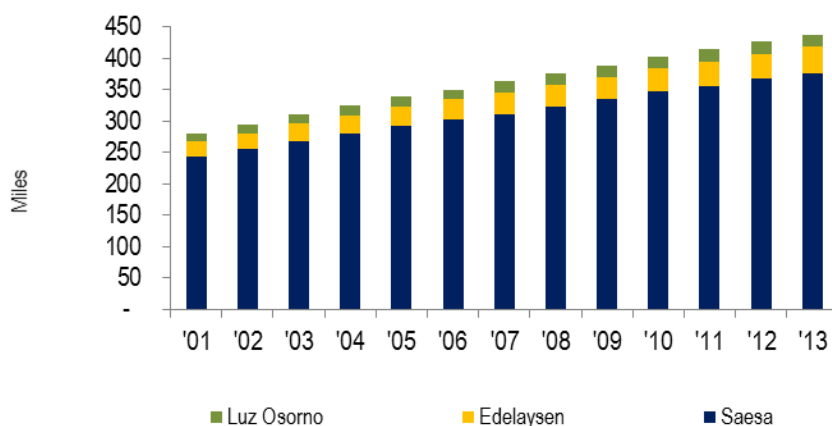
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están, la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos.

Las ventas de energía durante el 2013, de Saesa y sus filiales, alcanzaron a 2.235 GWh:



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio atendían a 437 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,7% respecto del año 2012.



Concesiones

Para el desarrollo de su negocio, la Sociedad cuenta con concesiones de distribución de energía eléctrica, las que son otorgadas mediante Decreto Supremo del Ministerio de Energía, por orden del Presidente de la República.

La titularidad de concesiones de distribución da al concesionario el derecho a establecer, operar y explotar, dentro de la zona de concesión fijada en el decreto respectivo, instalaciones de distribución de energía eléctrica aéreas y subterráneas, y a prestar, a través de ellas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales ubicados dentro de la citada zona, o bien, a aquéllos que, ubicados fuera de dicha zona, se conecten a las instalaciones del concesionario mediante líneas propias o de terceros. Para el tendido de sus líneas de distribución en la zona de concesión, la Sociedad tiene el derecho a utilizar y cruzar los bienes nacionales de uso público, así como a ocupar y hacer uso del suelo ajeno, mediante la imposición de servidumbres legales. En este último caso, sobre el dueño del predio sirviente recae la obligación de no efectuar plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza que perturben el libre ejercicio de la servidumbre constituida sobre sus terrenos, además de permitir la entrada de personal de la empresa concesionaria, para que efectúe trabajos de mantenimiento, reparación y otros en las instalaciones de distribución emplazadas dentro de su propiedad.

Por otro lado, la concesión impone a su titular la obligación de dar servicio eléctrico a quien lo solicite dentro de su zona de concesión, bajo las condiciones establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento. La calidad del servicio eléctrico que debe prestar el concesionario, corresponde a los estándares normales establecidos en la ley, su reglamento y normas técnicas pertinentes, acorde con las tarifas que el concesionario tiene derecho a cobrar por este servicio, las que son fijadas cada cuatro años por decreto del Ministerio de Energía, mediante fórmulas que representan el costo de los recursos utilizados por los usuarios a nivel de generación-transporte y distribución.

Las concesiones de que es titular la Sociedad, han sido otorgadas por la autoridad competente, por orden del Presidente de la República, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2013, Saesa y sus filiales tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión, conferidas mediante la cantidad de decretos de concesión que se indican:

	N° Decretos	Superficie (km2)
Saesa	109	14.898
Edelaysen	3	596
Luz Osorno	25	4.360
Total	137	19.854

Proveedores y Clientes principales

Durante el ejercicio 2013, los proveedores Endesa y Colbún constituyen prácticamente el 100% del suministro distribuido (compras de energía y peaje), cada uno con más del 10% de representatividad en las distribuidoras Saesa y su filial Luz Osorno. En la filial Edelaysen, empresa, COPEC, constituye el 70% de la compra de petróleo.

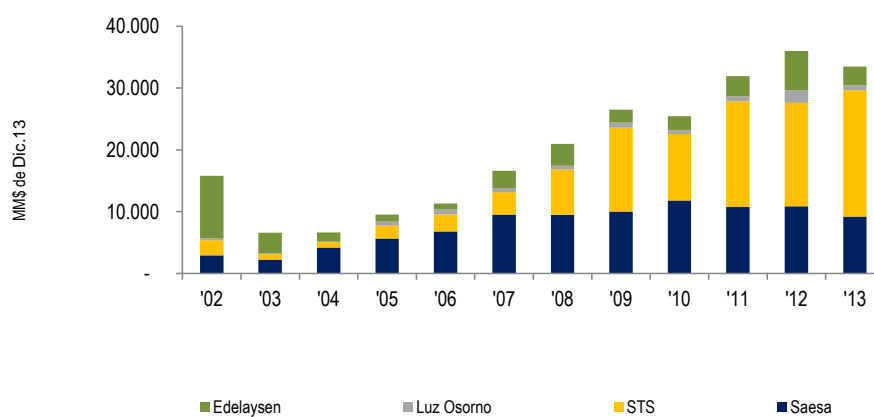
Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de las empresas distribuidoras de la Sociedad. En la filial STS, empresa dedicada principalmente a la transmisión, el 95% de los ingresos los concentra Endesa y Colbún, aproximadamente con un 53% y 42 % respectivamente.

Inversiones

Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, participando Distribución, Transmisión, Generación y Otros, por medio de sus filiales: Edelaysen, Luz Osorno y STS.

El plan contempla por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones de Saesa y sus filiales para el próximo periodo bordea los MM\$ 40.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2013 fue de aproximadamente \$ 33.000 millones.



Propiedades e Instalaciones

Empresa	Principales propiedades	Ubicación
Saesa	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente
STS	Subestación Puerto Montt Subestación Barro Blanco Subestación Cholguán Subestación Degan Subestación La unión Subestación Los Lagos Subestación Melipulli Subestación Picarte Subestación Valdivia Subestación Osorno	Puerto Montt Osorno Cholguán Cruce Dalcahue, Chiloé La Unión Los Lagos Puerto Montt Valdivia Valdivia Osorno
Edelaysen	Central Hidroeléctrica Aysén Central Lago Atravesado Central Monreal	Aysén Coyhaique Coyhaique

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:

	2013
Líneas Alta Tensión (km)	1.185
Líneas Media Tensión (km)	17.479
Líneas Baja Tensión (km)	10.408
MVA Instalados MT/BT	567

Sistemas Aislados

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

Actualmente, los sistemas aislados administrados por Saesa individual y su filial Edelayesen son los siguientes:

		Ventas energía (MWh)	Clientes
Saesa	Ayacara	763	516
	Isla Tac	98	83
	Isla Huar	415	522
Edelayesen	Cisnes	3.003	1.089
	Huichas	810	462
	Villa O'Higgins	501	282
	Amengual-La Tapera	308	227
	Santa Bárbara	178	1(*)
Total		6.076	3.182

(*) Gobierno Regional de los Lagos

Factores de Riesgo

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

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

Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

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

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

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

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como "Ley de Concesiones" el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas. Por otra parte, también durante el mes de octubre de 2013 fue promulgada la Ley 20.698 que modifica la Ley 20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

Hasta fines del 2013, en el Congreso se tramitaban dos proyectos de ley conocidos como la "Ley de Carretera Eléctrica", que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros y también la "Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos", que permitirá a la Autoridad promover este tipo de proyectos.

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

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

b) Fijación de tarifas de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones impulsadas por las empresas distribuidoras de energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la filial SAGESA S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot. La energía que comercializa SGA por su parte viene principalmente de la filial SAGESA y otra parte de otros generadores del sistema.

Al entregar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC -SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, las filiales SGA y SAGESA S.A. venden toda de su energía a precios spot y establecen contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente.

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Las nuevas tarifas de la Sociedad y sus filiales de distribución implicaron un aumento de sus ingresos para 2013 (respecto de las tarifas de 2012).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelayson, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no

contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no 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. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso aún está en curso. En efecto, en marzo 2013 se presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Los dictámenes respectivos se emitieron en el mes de mayo. No obstante lo anterior, algunas empresas distribuidoras presentaron recursos de protección ante la Corte de Apelaciones respecto de los dictámenes antes mencionados, los que fueron desestimados con fecha 31 de diciembre de 2013. Se espera que durante el primer trimestre del 2014 se publique el mencionado decreto, sujeto a los plazos de toma de razón en la Contraloría General de la República y una vez resueltos los nuevos recursos presentados por empresas distribuidoras tanto a la misma Contraloría como ante la Corte Suprema.

A la espera de la publicación del mencionado decreto, se están realizando las modificaciones a los módulos de cálculo tarifario con los nuevos parámetros para permitir una rápida implementación de los nuevos precios. Asimismo, periódicamente se revisa la conveniencia de ofrecer servicios en los que los precios fijados por la Autoridad no permitan cubrir los costos reales de su prestación.

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014), con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se vio retrasado respecto de su programación original por propia iniciativa de la Autoridad administrativa (CNE), quien en la etapa de entrega extendió el plazo para aumentar el desarrollo del estudio y posteriormente, en la etapa de revisión, para efectuar análisis más detallados de los estudios presentados, y para la elaboración del Informe Técnico con los cambios realizados por la Autoridad. Asimismo, el Panel de Expertos extendió en su momento el plazo de análisis de las discrepancias presentadas por las empresas al Informe Técnico de la CNE y la publicación de su respectivo Dictamen, comunicado a las empresas a principios de Agosto de 2011.

Adicionalmente, considerando el retraso sufrido en la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) ha llevado a que el decreto fuera publicado el 9 de abril de 2013 dando por concluido este proceso tarifario y con ello, se aplicarán de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE ha comenzado la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante).

A través de su Resolución Exenta N° 754/2013 del 29 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. En respuesta a las observaciones planteadas, con fecha 8 de enero de 2014, la CNE emitió su RE N° 06/2014, mediante las cuales estableció las Bases definitivas del Estudio, en las cuales se

mantuvieron aspectos no consensuados entre la Autoridad y los Subtransmisores, razón por la cual estos últimos recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir estas diferencias.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

e) Contratos de suministro

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

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

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

Así, la declaratoria de quiebra posterior de Campanario en Septiembre de 2011, o de cualquier otra empresa generadora adjudicataria de contratos licitados de suministro de potencia y energía no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debiéndose pagar los mismos precios establecidos en el respectivo contrato de suministro, por lo que sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

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

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de Campanario, los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032,

denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se fijó para Agosto de 2014.

La Sociedad permanentemente actualiza sus proyecciones de demanda para suministro de clientes regulados, considerando la información de demanda mensual real. En función de lo anterior, se establecen los requerimientos para ser licitados en los distintos procesos instruidos por la Comisión. Adicionalmente, monitorea las condiciones de las demás empresas distribuidoras que eventualmente puedan requerir de los excedentes generados por otros contratos de suministro, o bien de los excedentes que otras empresas puedan poner a disposición de las empresas que presentan un déficit de abastecimiento.

f) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que un año muy seco podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

En virtud de lo anterior, resulta relevante que la Sociedad pueda estimar lo antes posible un escenario de déficit de suministro, para realizar las acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

Riesgo de negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelayen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación,

derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios y del cuales a la fecha aún no todos han sido publicados. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño mínimo para la prestación de los servicios tarifados y no necesariamente ajustado a lo existente.

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

Riesgos de Mercado

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales.

En la actualidad el 86% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija.

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes, y el impacto en los resultados de la Sociedad y sus filiales es menor.

Gestión Financiera

Utilidad Líquida Distribuible

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

La Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior, se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al resultado del año. 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 2013 asciende a M\$26.968.636.

Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos tres años son los siguientes:

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N° 2	02-5-11	0,00176	2010
Final N° 3	25-5-12	0,00167322	2011
Extraordinario N° 4	25-5-12	0,00021454	2010
Final N° 5	29-5-13	0,00166567	2012

Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

	M\$
Utilidad Líquida Distribuible ejercicio 2013:	
A pagar dividendo final N° 6	8.090.591
Utilidad a distribuir	8.090.591

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 6 de \$ 0,00089842 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.13. Este dividendo representa un 30% de la utilidad.

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

Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2013 ascendía a M\$ 304.501.634 distribuido en 9.005.380.049.737 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2013 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	304.501.634
Ganancias (pérdidas) acumuladas	56.947.561
Otras reservas	22.548.690
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	383.997.885

Directorio

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

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai han renunciado a la remuneración que les correspondía por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas y sus filiales. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

	Año 2013						Año 2012
	Saesa	STS	Edelaysen	Luz Osorno	SGA	Total	
Jorge Lesser G.	22.870	1.240	1.378	1.438	1.240	28.166	27.923
Iván Díaz M.	22.915	1.240	1.378	1.438	1.239	28.210	30.101
Total	45.785	2.480	2.756	2.876	2.479	56.376	58.024

Durante el año 2013 y 2012, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2013 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

Los Directores no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad matriz y sus filiales.

Ejecutivos principales

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por los principales ejecutivo de la Sociedad y sus filiales durante el ejercicio 2013:

M\$	Año 2013				Año 2012
	Saesa	STS	Edelaysen	Total	
Remuneraciones totales	2.060.743	20.744	52.119	2.133.606	1.843.043

La Sociedad y sus filiales tienen establecido para sus ejecutivos, 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, pagándose un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo en el primer trimestre del año siguiente.

Los ejecutivos principales no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad matriz y sus filiales.

En el año 2013, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la Sociedad y sus filiales. Durante el año 2012 las indemnizaciones por años de servicio fueron de MM\$ 330.

Dotación de personal

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

	Saesa	STS	Edelaysen	Luz Osorno	Total
Gerentes y ejecutivos principales	29	2	1	-	32
Profesionales y técnicos	210	61	50	18	339
Administrativos y electricistas	124	9	15	8	156
Total	363	72	66	26	527

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

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

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

Las fuentes de financiamiento se administran en concordancia con el plan financiero de largo plazo de la Sociedad, sus filiales y relacionadas. Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada, y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Política de Dividendos

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

Propiedades y Seguros

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, la Sociedad y sus filiales poseen pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria. La principales coberturas contratadas son de responsabilidad civil para las operaciones y daños físicos, perjuicio por paralización para bienes físicos como construcciones, centrales, subestaciones, contenido y existencias. La vigencia de los seguros en general es de 12 meses.

Hechos Relevantes

Durante el año 2013, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

En sesión de Directorio celebrada con fecha 10 de abril, se acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 30 de abril de 2013 y proponer el pago de un dividendo final de \$0,00166567 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de abril, se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiendo como Directores por un periodo de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Waldo Fortín Cabezas, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

Con fecha 8 de mayo, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz-Molina, y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.



Empresas Filiales

Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$13.694.783

Participación Soc. Austral de Electricidad S.A.: 99,99% (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 los usuarios de dichas instalaciones de transmisión, cuyos valores, condiciones de aplicación y fórmulas de indexación están estipulados en el Decreto Supremo N° 14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de subtransmisión, publicado en el Diario Oficial del 09 de Abril de 2013.

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

Durante el año 2013, STS realizó inversiones por \$20.443 millones, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

STS representa un 15,4% del activo de Saesa.

Transacciones con partes relacionadas

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.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.

Antecedentes Financieros (en MM\$)

	MM\$	MM\$
	2013	2012
Ingresos	24.630	17.472
Margen Bruto	24.078	17.239
Ganancia	12.711	7.993
Activos	156.157	129.563
Pasivos	81.358	66.086
Patrimonio	74.799	63.477
Inversiones	20.443	16.750
EBITDA	19.597	13.664

Cifras Operacionales

	2013	2012
Trabajadores	72	66
Instalaciones propias		
Líneas AT 110-66 kV(km)	717	657
MVA Instalados 220-110-66 kV	690	720
MVA Instalados 220-110-66/23-13.2 kV	823	812
Instalaciones de Terceros operadas		
Líneas AT 110-66 kV(km)	272,5	251
MVA Instalados 110-66/23-13.2 kV	207	301,5

Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelayesen

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$37.005.894

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



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

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

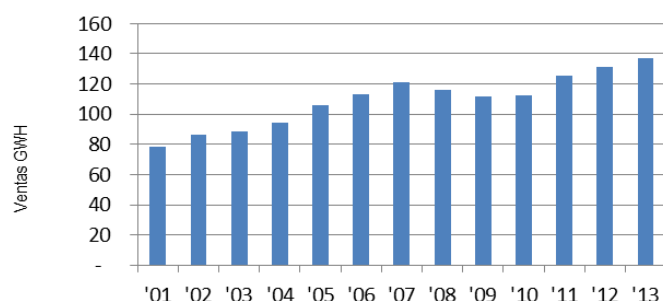
Edelayesen efectuó inversiones por \$3.021 millones durante el año 2013, que fueron destinadas fundamentalmente a aumentar la capacidad de generación, disminuyendo los costos de abastecimiento eléctrico de la zona.

Edelayesen representa un 10,6% del activo de Saesa.

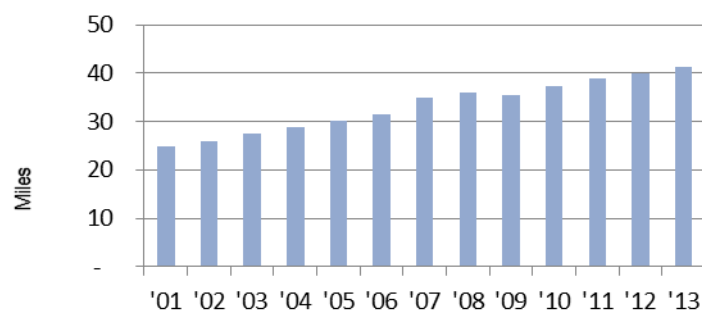
Transacciones con partes relacionadas

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

Las ventas de energía durante el 2013 alcanzaron a 137 GWh.



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 41 mil clientes.



Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2013	2012
Ingresos	18.993	17.401
Margen Bruto	12.477	10.938
Ganancia	4.824	3.317
Activos	76.914	73.152
Pasivos	9.607	9.222
Patrimonio	67.307	63.930
Inversiones	3.021	6.383
EBITDA	7.222	5.975

Cifras Operacionales

	2013	2012
Venta de Energía (GWh)	137	131
Clientes (Miles)	41	40
Trabajadores	66	67
Líneas MT (km)	2.215	2.012
Líneas BT (km)	967	927
MVA Instalados (MT/BT)	37	39

	Cantidad de Centrales	Potencia instalada (MW)
Viento	1	2,0
Hidroeléctrica	7	25,1
Diesel	18	27,9
Total	26	55,1

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.: 100% (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 consideración a lo anterior, durante el primer trimestre de 2012 Luz Osorno, junto a su matriz Saesa y a la relacionada Frontel, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A, adjudicando a Endesa el bloque de suministro licitado, para el periodo mayo 2012-diciembre 2014.

Debido al escenario actual, la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha impulsado procesos de

licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC. Es así como uno de los procesos denominado 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Por lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 y además impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 al 2025, cuya adjudicación se fijó para agosto 2014.

En el ejercicio 2013 se efectuaron inversiones por \$825 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

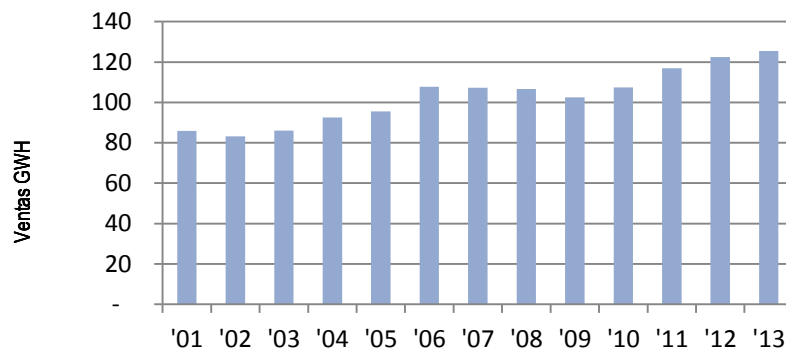
Luz Osorno representa un 2,7% del activo de Saesa.

Transacciones con partes relacionadas

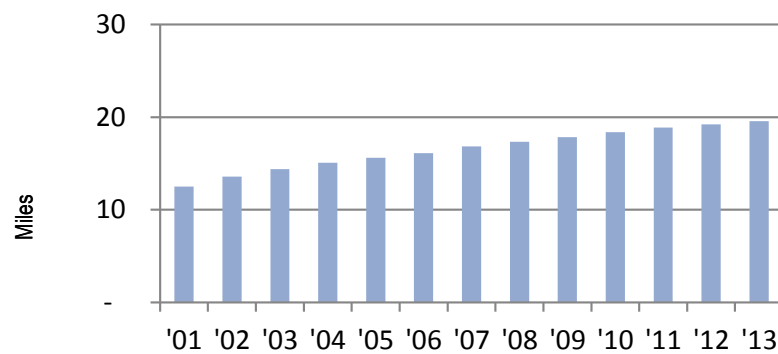
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

Las ventas de energía durante el 2013 alcanzaron a 125 GWh.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 20 mil clientes



Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2013	2012
Ingresos	13.184	11.465
Margen Bruto	4.560	3.932
Ganancia	1.864	1.362
Activos	20.004	18.993
Pasivos	4.088	4.383
Patrimonio	15.916	14.610
Inversiones	825	2.042
EBITDA	2.845	2.347

Cifras Operacionales

	2013	2012
Venta de Energía (GWh)	125	122
Clientes (Miles)	20	19
Trabajadores	26	23
Líneas MT (km)	3.728	3.608
Líneas BT (km)	653	629
MVA Instalados (MT/BT)	58	66

Sociedad Generadora Austral S.A., SGA

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$3.160.921

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



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

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

En el ejercicio 2013, la Sociedad obtuvo EBITDA de \$1.098 millones.

SGA representa un 1,4% del activo de Saesa.

Transacciones con partes relacionadas

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.

Por otro lado, los préstamos entre compañías relacionadas que pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.

Estados Financieros Resumidos SGA

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	10.128.792	10.305.074
Activos No Corrientes	109.214	133.224
Total Activos	10.238.006	10.438.298

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	2.055.399	3.346.964
Pasivos No Corrientes	-	1.046
Total Pasivos	2.055.399	3.348.010
Total Patrimonio Neto	8.182.607	7.090.288
Total Patrimonio Neto y Pasivos	10.238.006	10.438.298

Estados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Margen Bruto	1.171.254	2.257.660
Ganancia Antes de Impuesto	871.652	3.467.164
Impuesto a las Ganancias	(277.671)	(537.722)
Ganancia	593.981	2.929.442

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	1.122.612	(1.498)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	642.361	8.184.881
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(949.512)	(8.000.000)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2	1
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	815.463	183.384
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	1.237.519	1.054.135
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	2.052.982	1.237.519

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	7.090.288	12.828.341
Cambios en Patrimonio	1.092.319	(5.738.053)
Saldo Final Periodo Actual	8.182.607	7.090.288

Información Resumida de Negocios Conjuntos

ELETRANS S.A. Y ELETRANS II S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado ELETRANS S.A.: MUS\$1.044

Capital Suscrito y Pagado ELETRANS II S.A.: MUS\$20

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

Directorio

Directores Titulares: Iván Díaz-Molina, Presidente, Rut 14.655.033-9/ Luis Eduardo Pawluszek, Vicepresidente, Pasaporte 16.381.228N/ Francisco Alliende Arriagada, Rut 6.379.874-6/ Juan Ignacio Parot Becker, Rut 7.011.905-6/ Carlos Mauer Diaz Barriga, Pasaporte 10900150323/ Francisco Mualim Tietz, Rut 6.139.056-1.

Directores Suplentes: Ben Hawkins, Extranjero/ Marcelo Luengo Amar, 7.425.589-2/ Víctor Vidal Villa, Rut 9.987.057-5/ Jorge Lesser García Huidobro, Rut 6.443.633-3/ Allan Hughes García, Rut 8.293.378-6/ Manuel Pfaff Rojas, Rut 8.498.630-5.

Administración: Gerente General: Fulvio Stacchetti Encalada, Rut 6.617.581-2 / Subgerente General: Julio Herrera Mahan, Rut 13.225.404-4.

Objeto Social

En el mes de junio de 2012, la filial Saesa y Chilquinta Energía S.A. (esta última no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), constituyeron una sociedad denominada ELETRANS S.A.. En el mes de junio de 2013 constituyeron una nueva sociedad denominada ELETRANS II S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades.

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

ELETRANS S.A. y ELETRANS II S.A., no representa un porcentaje del activo de Saesa, por tener patrimonio negativo.

Estado de Situación Financiera ELETRANS S.A.

ACTIVOS	31/12/2013 MUSD	31/12/2012 MUSD	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	11.095,70	232,85	5.820.915	111.759
ACTIVOS NO CORRIENTES	11.147,99	748,60	5.848.347	359.298
TOTAL ACTIVOS	22.243,69	981,45	11.669.262	471.057

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2013 MUSD	31/12/2012 MUSD	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES	240,65	21,34	126.247	10.242
PASIVOS NO CORRIENTES	28.185,92	-	14.786.616	-
PATRIMONIO	(6.182,88)	960,11	(3.243.601)	460.815
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	22.243,69	981,45	11.669.262	471.057

Estado de Resultados Integrales	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2012 al 31/12/2012 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$
Ganancia (pérdida)				
Otros ingresos	0,85	-	403	-
Otros gastos, por naturaleza	(295,78)	(106,05)	(146.560)	(50.899)
Ingresos financieros	123,94	-	63.677	-
Costos financieros	(398,35)	-	(200.053)	-
Diferencias de cambio	(1.053,66)	1,68	(538.424)	806
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(1.623,00)	(104,37)	(820.957)	(50.093)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	325,27	20,87	164.618	10.017
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(1.297,73)	(83,50)	(656.339)	(40.076)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
Ganancia (pérdida)	(1.297,73)	(83,50)	(656.339)	(40.076)

Estado del Resultado Integral	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2012 al 31/12/2012 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$
Ganancia (Pérdida)	(1.297,73)	(83,50)	(656.339)	(40.076)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(7.306,59)	-	(3.833.110)	-
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(7.306,59)	-	(3.833.110)	-
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	1.461,32	-	766.622	-
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo	1.461,32	-	766.622	-
Otro Resultado Integral	(5.845,27)	-	(3.066.488)	-
Resultado Integral Total	(7.143,00)	(83,50)	(3.722.827)	(40.076)

Estado de Situación Financiera ELETRANS II S.A.

ACTIVOS	31/12/2013 MUSD	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	3.902,61	2.047.348
ACTIVOS NO CORRIENTES	3.665,40	1.922.905
TOTAL ACTIVOS	7.568,01	3.970.253

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2013 MUSD	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES	7.493,15	3.930.981
PASIVOS NO CORRIENTES	714,80	374.991
PATRIMONIO	(639,94)	(335.719)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	7.568,01	3.970.253

Estado de Resultados Integrales	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Ganancia (pérdida)		
Otros ingresos	-	-
Otros gastos, por naturaleza	(8,83)	(4.646,32)
Ingresos financieros	36,84	18.956
Costos financieros	(100,20)	(51.457)
Diferencias de cambio	(54,36)	(29.257)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(126,55)	(66.405)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	25,31	13.281
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(101,24)	(53.124)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		
Ganancia (pérdida)	(101,24)	(53.124)

Estado del Resultado Integral	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Ganancia (Pérdida)	(101,24)	(53.124)
Otro resultado integral		
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	(698,38)	(366.375)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(698,38)	(366.375)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	139,68	73.275
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	139,68	73.275
Otro Resultado Integral	(558,70)	(293.100)
Resultado Integral Total	(659,94)	(346.224)

Declaración de Responsabilidad

Los firmantes, en su calidad de Gerente General y Directores de la Sociedad respectiva y debidamente facultados para ello, dando cumplimiento a lo dispuesto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros y sus modificaciones, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual.


Iván Díaz-Molina / RUT:14.655.033-9
Presidente
Jorge Lesser / RUT: 6.443.633-3
Vicepresidente
Juzar Pirbhai / Extranjero
Director
Waldo Fortín / RUT: 4.556.889-K
Director
Juan Ignacio Parot / RUT: 7.011.905-6
Director
Ben Hawkins / Extranjero
Director
Stacey Purcell / Extranjera
Director
Kevin Roseke / Extranjero
Director
Francisco Alliende / RUT: 6.379.874-6
Gerente General

Estados Resumidos

Sociedad Austral de Electricidad S.A. - Saesa

Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	94.761.800	128.384.265
Activos No Corrientes	559.814.668	543.432.740
Total Activos	654.576.468	671.817.005

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	122.869.704	147.078.759
Pasivos No Corrientes	142.611.034	145.057.991
Total Pasivos	265.480.738	292.136.750
Total Patrimonio Neto	389.095.730	379.680.255
Total Patrimonio Neto y Pasivos	654.576.468	671.817.005

Estados Consolidados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Margen Bruto	96.278.466	84.298.956
Ganancia Antes de Impuesto	33.537.984	26.745.759
Impuesto a las Ganancias	(6.169.979)	(5.537.142)
Ganancia	27.368.005	21.208.617

Estados Consolidados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	57.621.809	46.283.578
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(42.255.127)	(41.965.226)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(61.848.453)	37.790.280
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(10.632)	(3.878)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(46.492.403)	42.104.754
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	66.279.419	24.174.665
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	19.787.016	66.279.419

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	379.680.255	378.334.154
Cambios en Patrimonio	9.415.475	1.346.101
Saldo Final Periodo Actual	389.095.730	379.680.255

Sistema de Transmisión del Sur S.A. - STS

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	17.104.745	7.518.333
Activos No Corrientes	139.052.311	122.044.500
Total Activos	156.157.056	129.562.833

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	62.026.039	46.611.840
Pasivos No Corrientes	19.332.375	19.474.389
Total Pasivos	81.358.414	66.086.229
Total Patrimonio Neto	74.798.642	63.476.604
Total Patrimonio Neto y Pasivos	156.157.056	129.562.833

Estados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Margen Bruto	24.077.706	17.239.120
Ganancia Antes de Impuesto	15.573.930	10.326.465
Impuesto a las Ganancias	(2.863.334)	(2.333.837)
Ganancia	12.710.596	7.992.628

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	22.808.805	19.399.475
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(26.995.916)	(19.284.016)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	7.341.323	(382.713)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(6.378)	3.153
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	3.147.834	(264.101)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	241.478	505.578
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	3.389.312	241.477

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	63.476.604	63.514.465
Cambios en Patrimonio	11.322.038	(37.861)
Saldo Final Periodo Actual	74.798.642	63.476.604

Empresa Eléctrica de Aisén S.A. - Edelayen

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	19.620.370	15.721.606
Activos No Corrientes	57.293.319	57.430.636
Total Activos	76.913.689	73.152.242

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	4.544.190	4.219.279
Pasivos No Corrientes	5.062.330	5.003.189
Total Pasivos	9.606.520	9.222.468
Total Patrimonio Neto	67.307.169	63.929.774
Total Patrimonio Neto y Pasivos	76.913.689	73.152.242

Estados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Margen Bruto	12.476.792	10.938.152
Ganancia Antes de Impuesto	5.786.159	4.708.196
Impuesto a las Ganancias	(962.493)	(1.391.118)
Ganancia	4.823.666	3.317.078

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	7.104.471	7.134.044
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(3.709.926)	(10.413.697)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(983.343)	(1.135.580)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	439	(3.088)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	2.411.641	(4.418.321)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	1.790.439	6.208.760
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	4.202.080	1.790.439

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	63.929.774	61.611.078
Cambios en Patrimonio	3.377.395	2.318.696
Saldo Final Periodo Actual	67.307.169	63.929.774

Compañía Eléctrica Osorno S.A. - Luz Osorno

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	4.043.827	3.138.162
Activos No Corrientes	15.960.291	15.854.375
Total Activos	20.004.118	18.992.537

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	3.096.189	3.414.716
Pasivos No Corrientes	991.919	968.274
Total Pasivos	4.088.108	4.382.990
Total Patrimonio Neto	15.916.010	14.609.547
Total Patrimonio Neto y Pasivos	20.004.118	18.992.537

Estados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Margen Bruto	4.559.814	3.932.085
Ganancia Antes de Impuesto	2.270.779	1.801.692
Impuesto a las Ganancias	(407.056)	(439.374)
Ganancia	1.863.723	1.362.318

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	2.635.819	2.790.795
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(989.868)	(2.416.574)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(520.842)	(408.015)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-	(1.007)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.125.109	(34.801)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	338.911	373.712
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	1.464.020	338.911

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	14.609.547	13.750.722
Cambios en Patrimonio	1.306.463	858.825
Saldo Final Periodo Actual	15.916.010	14.609.547

Estados Financieros

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales, que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del Auditor

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

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

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

Opinión

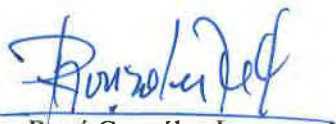
En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2013 y 2012, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos

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

Deloitte.

Marzo 18, 2014
Concepción, Chile



René González L.
Rut: 12.380.681-6

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012

(En miles de pesos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	19.787.016	66.279.419
Otros activos financieros corrientes	5	-	64.877
Otros activos no financieros corrientes		587.435	608.955
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6	60.538.449	50.588.091
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	7	1.608.507	878.746
Inventarios corrientes	8	8.908.658	7.455.580
Activos por impuestos corrientes, corriente	9	3.331.735	2.508.597
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.		94.761.800	128.384.265
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		94.761.800	128.384.265
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos financieros no corrientes	10	8.138.324	7.704.170
Otros activos no financieros no corrientes		130.885	124.938
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6	10.745.283	12.194.142
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		-	230.407
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	11	23.746.860	24.082.911
Plusvalía	12	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	13	335.865.747	316.786.742
Activos por impuestos diferidos	14	6.771.563	7.893.424
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		559.814.668	543.432.740
TOTAL ACTIVOS		654.576.468	671.817.005

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012

(En miles de pesos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	15	8.286.789	87.099.155
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	17	31.180.568	24.216.589
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	7	56.251.961	18.163.175
Otras provisiones corrientes	18	539.108	715.227
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	9	4.166.526	2.240.703
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	4.078.865	3.383.340
Otros pasivos no financieros corrientes	19	18.365.887	11.260.570
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		122.869.704	147.078.759
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		122.869.704	147.078.759
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	15	112.127.873	116.812.093
Pasivo por impuestos diferidos	14	13.116.767	13.198.224
Otros pasivos no financieros no corrientes	20	13.496.679	11.761.185
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	18	3.869.715	3.286.489
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		142.611.034	145.057.991
PATRIMONIO			
Capital emitido	21	304.501.634	304.501.634
Ganancias (pérdidas) acumuladas	21	56.947.561	46.799.271
Otras reservas	21	22.548.690	23.574.985
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		383.997.885	374.875.890
Participaciones no controladoras	21	5.097.845	4.804.365
TOTAL PATRIMONIO		389.095.730	379.680.255
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		654.576.468	671.817.005

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de pesos – M\$)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	Nota	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	22	242.006.552	220.885.835
Otros ingresos	22	19.978.503	22.719.807
Materias primas y consumibles utilizados	23	(165.706.589)	(159.306.686)
Gastos por beneficios a los empleados	24	(12.961.309)	(11.479.368)
Gasto por depreciación y amortización	25	(13.012.118)	(11.695.117)
Otros gastos, por naturaleza	26	(28.847.745)	(28.064.819)
Otras ganancias (pérdidas)		(28.367)	114.172
Ingresos financieros	27	1.469.118	1.118.360
Costos financieros	27	(6.359.866)	(5.665.628)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación		(354.731)	(20.037)
Diferencias de cambio	27	(654.354)	817.283
Resultados por unidades de reajuste	27	(1.991.110)	(2.678.043)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		33.537.984	26.745.759
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	14	(6.169.979)	(5.537.142)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		27.368.005	21.208.617
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia (pérdida)		27.368.005	21.208.617
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		26.968.636	20.935.449
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	21	399.369	273.168
Ganancia (pérdida)		27.368.005	21.208.617
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica de operaciones continuadas	\$/acción	0,0029947	0,0023248
Ganancia (pérdida) por acción básica de operaciones discontinuadas	\$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$/acción	0,0029947	0,0023248

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos – M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$
Ganancia (Pérdida)		27.368.005	21.208.617
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(123.716)	(43.752)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(123.716)	(43.752)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		691.389	(828.098)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		691.389	(828.098)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		65.855	(190.630)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		65.855	(190.630)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(1.670.477)	444
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(1.670.477)	444
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral		24.743	8.750
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		24.743	8.750
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral		(13.172)	36.254
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		(13.172)	36.254
Otro Resultado Integral		(1.025.378)	(1.017.032)
Resultado Integral Total		26.342.627	20.191.585
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		25.942.341	19.919.753
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		400.286	271.832
Resultado Integral Total		26.342.627	20.191.585

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados de cambios en el patrimonio neto

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de pesos – M\$)

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\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos 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 01/01/2013	304.501.634	-	-	-	(1.295.733)	(52.542)	(34.635)	-	24.957.895	23.574.985	46.799.271	374.875.890	4.804.365	379.680.255
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.501.634	-	-	-	(1.295.733)	(52.542)	(34.635)	-	24.957.895	23.574.985	46.799.271	374.875.890	4.804.365	379.680.255
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											26.968.636	26.968.636	399.369	27.368.005
Otro resultado integral					700.015	(1.627.252)	(99.058)			(1.026.295)		(1.026.295)	917	(1.025.378)
Resultado integral												25.942.341	400.286	26.342.627
Dividendos											(16.820.346)	(16.820.346)		(16.820.346)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios												-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios												-	(106.806)	(106.806)
Otro incremento (decremento) en Patrimonio Neto												-		-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	700.015	(1.627.252)	(99.058)	-	-	(1.026.295)	10.148.290	9.121.995	293.480	9.415.475
Saldo Final al 31/12/2013	304.501.634	-	-	-	(595.718)	(1.679.794)	(133.693)	-	24.957.895	22.548.690	56.947.561	383.997.885	5.097.845	389.095.730

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\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2012	304.502.828	-	-	-	(468.907)	101.693	-	-	24.941.899	24.574.685	44.604.747	373.682.260	4.651.894	378.334.154
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.502.828	-	-	-	(468.907)	101.693	-	-	24.941.899	24.574.685	44.604.747	373.682.260	4.651.894	378.334.154
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											20.935.449	20.935.449	273.168	21.208.617
Otro resultado integral					(826.826)	(154.235)	(34.635)			(1.015.696)		(1.015.696)	(1.336)	(1.017.032)
Resultado integral												19.919.753	271.832	20.191.585
Dividendos											(18.749.780)	(18.749.780)		(18.749.780)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(1.194)											(1.194)		(1.194)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios									15.996	15.996	8.855	24.851	(119.361)	(94.510)
Otro incremento (decremento) en Patrimonio Neto												-		-
Total de cambios en patrimonio	(1.194)	-	-	-	(826.826)	(154.235)	(34.635)	-	15.996	(999.700)	2.194.524	1.193.630	152.471	1.346.101
Saldo Final al 31/12/2012	304.501.634	-	-	-	(1.295.733)	(52.542)	(34.635)	-	24.957.895	23.574.985	46.799.271	374.875.890	4.804.365	379.680.255

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Flujo de Efectivo Directo

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de pesos – M\$)

Estado de flujos de efectivo directo	Nota	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		309.543.905	315.319.758
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		309.383.859	315.037.401
Otros cobros por actividades de operación		160.046	282.357
Clases de pagos		(249.839.750)	(268.597.140)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(233.351.268)	(252.046.930)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(10.469.468)	(10.499.949)
Otros pagos por actividades de operación		(6.019.014)	(6.050.261)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(2.095.012)	(439.871)
Otras entradas (salidas) de efectivo		12.666	831
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		57.621.809	46.283.578
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios, clasificados como actividades de inversión		(5.140)	-
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos, clasificados como actividades de inversión		-	(250.000)
Préstamos a entidades relacionadas		(5.143.816)	(10.085.500)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		31.415	14.691
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(43.118.470)	(42.562.952)
Cobros a entidades relacionadas		4.741.000	10.085.500
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		1.239.884	833.035
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(42.255.127)	(41.965.226)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		16.500.000	92.215.756
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		6.000.000	74.215.756
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		10.500.000	18.000.000
Préstamos de entidades relacionadas		55.036.368	16.941.213
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(101.826.042)	(31.591.210)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(18.075.140)	(18.280.314)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		9.063.846	1.828.753
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(15.068.283)	(17.093.044)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(7.479.202)	(6.230.874)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(61.848.453)	37.790.280
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
		(46.481.771)	42.108.632
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(10.632)	(3.878)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(10.632)	(3.878)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(46.492.403)	42.104.754
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		66.279.419	24.174.665
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4	19.787.016	66.279.419

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	12
2.1.	Principios contables	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	12
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	13
2.4	Período cubierto	14
2.5	Bases de preparación	14
2.6	Entidades filiales	15
2.7	Principios de consolidación y combinación de negocios	15
2.8	Moneda funcional	16
2.9	Bases de conversión	16
2.10	Compensación de saldos y transacciones	16
2.11	Propiedades, planta y equipo	16
2.12	Activos intangibles	18
2.12.1	Plusvalía comprada	18
2.12.2	Servidumbres	18
2.12.3	Programas informáticos	18
2.12.4	Costos de investigación y desarrollo	18
2.13	Deterioro de los activos	18
2.14	Arrendamientos	19
2.15	Instrumentos financieros	19
2.15.1	Activos Financieros no derivados	20
2.15.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	20
2.15.3	Pasivos financieros no derivados	20
2.15.4	Derivados y operaciones de cobertura	20
2.15.5	Instrumentos de patrimonio	21
2.16	Inventarios	22
2.17	Participación en asociadas o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación	22
2.18	Otros pasivos no financieros	22
2.18.1	Ingresos diferidos	22
2.18.2	Subvenciones estatales	22
2.18.3	Obras en construcción para terceros	22
2.19	Provisiones	23
2.20	Beneficios a los empleados	23
2.21	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	23
2.22	Impuesto a las ganancias	24
2.23	Reconocimiento de ingresos y gastos	24
2.24	Ganancias por acción	24
2.25	Dividendos	24
2.26	Estado de flujos de efectivo	25
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	26
3.1	Generación eléctrica	26
3.2	Transmisión y subtransmisión	27
3.3	Distribución	27
3.4	Marco regulatorio	29
3.4.1	Aspectos generales	29
3.4.2	Ley Corta I	29
3.4.3	Ley Corta II	30
3.4.4	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	31
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	32
5	Otros Activos Financieros Corrientes	32
6	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar	33
7	Salos y Transacciones con Partes Relacionadas	36
8	Inventarios	39
9	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	40
10	Otros Activos Financieros no Corriente	40
11	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	41
12	Plusvalía Comprada	42
13	Propiedades, planta y equipos	43
14	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	45
14.1	Impuesto a la renta	45
14.2	Impuestos diferidos	46
15	Otros Pasivos Financieros	47
16	Política de Gestión de Riesgos	54

16.1	Riesgo de negocio.....	54
16.1.1	Riesgo Regulatorio	54
16.2	Riesgo financiero.....	58
16.2.1	Tipo de cambio	58
16.2.2	Variación UF	58
16.2.3	Tasa de interés	59
16.2.4	Riesgo de liquidez.....	59
16.2.5	Riesgo de crédito.....	59
16.2.6	Instrumentos financieros por categoría	61
16.2.7	Instrumentos derivados.....	61
16.2.8	Valor Justo de instrumentos financieros.....	62
17	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	64
18	Provisiones.....	64
18.1	Provisiones corrientes	64
18.1.1	Otras Provisiones.....	64
18.1.2	Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados.....	65
18.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	66
18.3	Juicios y multas.....	68
18.3.1	Juicios.....	68
18.3.2	Multas.....	68
19	Otros Pasivos no Financieros Corrientes.....	69
20	Otros Pasivos no Financieros No Corrientes	69
21	Patrimonio	70
21.1	Patrimonio neto de la Sociedad.....	70
21.1.1	Capital suscrito y pagado.....	70
21.1.2	Dividendos	70
21.1.3	Otras reservas	70
21.1.4	Diferencias de conversión.....	71
21.1.5	Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	72
21.2	Gestión de capital.....	72
21.3	Restricciones a la disposición de fondos	72
21.4	Participaciones no controladoras.....	72
22	Ingresos	73
23	Materias Primas y Consumibles Utilizados	73
24	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	73
25	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	74
26	Otros Gastos por Naturaleza	74
27	Resultado Financiero.....	74
28	Información por Segmento	75
29	Hechos Posteriores	79
30	Medio Ambiente	79
31	Garantías Comprometidas con Terceros	80
32	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	81
33	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	81
34	Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos	82
35	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	84
36	Moneda Extranjera	86

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Notas a los estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de pesos – M\$)

1 Información General y Descripción del Negocio

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

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

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

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

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

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

Las sociedades filiales inscritas en el Registro de Entidades Informantes son Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelayen, inscrita con el número 28 y Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, inscrita con el número 269.

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

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

- En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de Antigua Sistema de Transmisión del Sur S.A., Antigua STS, en la Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A, manteniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a esta última sociedad todos los activos y pasivos de Antigua STS y la sociedad resultante pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. La fusión mencionada ha sido tratada como una adquisición inversa, de acuerdo con lo indicado en la NIIF 3. Esto porque la entidad que mantiene sus características, desde un punto de vista de control societario y operacional, es la absorbida Antigua STS, y no la absorbente.

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

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

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

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

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

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros consolidados de la Sociedad y sus filiales, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 18 de marzo de 2014. 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 2013:

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

Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIIF 1, Adopción por Primera Vez de IFRS – Préstamos gubernamentales.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones - Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
Mejoras Anuales Ciclo 2009 – 2011 – Modificaciones a cinco NIIFs	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 – Estados Financieros Consolidados, Acuerdos Conjuntos y Revelaciones de Participaciones en Otras entidades – Guías para transición.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
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

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigente:

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	El IASB no ha establecido fecha de aplicación obligatoria.

Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
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
Entidades de Inversión – Modificaciones a NIIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 36, Deterioro de Activos- Revelaciones del importe recuperable para activos no financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 39, Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición – Novación de derivados y continuación de contabilidad de cobertura	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
CINIIF 21, Gravámenes	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014

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

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual

pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.

- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **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 cambios en los supuestos actuariales, es reconocida dentro de otro resultado integral 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 lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados anuales de Saesa y filiales al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
- Los Estados de Resultados Integrales Consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
- Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

2.5 Bases de preparación

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

2.6 Entidades filiales

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

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

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			31/12/2012
				31/12/2013			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	
CHILE	77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,4560%	0,0000%	99,4560%	99,4560%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,2067%	0,0000%	93,2067%	93,2067%
CHILE	96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	USD	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%

2.7 Principios de consolidación y combinación de negocios

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

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

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

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

2.8 Moneda funcional

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

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

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

2.9 Bases de conversión

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

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

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

	31.12.2013	31.12.2012
Dólar Estadounidense	524,61	479,96
Unidad de Fomento	23.309,56	22.840,75

2.10 Compensación de saldos y transacciones

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

2.11 Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales. El monto activado por este

concepto ascendió a M\$1.153.434, por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 y a M\$1.455.635, por el año terminado al 31 de diciembre de 2012.

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$1.578.647 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 y a M\$1.601.433 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y filiales deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y filiales, revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.12 Activos intangibles

2.12.1 Plusvalía comprada

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

2.12.2 Servidumbres

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

2.12.3 Programas informáticos

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

2.12.4 Costos de investigación y desarrollo

Durante los años presentados, la Sociedad y sus filiales no han registrado costos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el año en que ocurren. Tampoco han presentado costos de desarrollo, que de haberlos se contabilizan como un activo en la medida que cumplan los criterios de reconocimiento, de lo contrario son gastos en el año en que ocurren o dejen de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

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 la plusvalía, 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.

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 cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en cuentas 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 Participación en asociadas o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas o negocios conjuntos por el método de la participación. Asociadas son sociedades en que tiene una influencia significativa y negocios conjuntos son aquellos acuerdos que se someten a control conjunto.

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

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

2.18 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.18.1 Ingresos diferidos

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

En "Otros pasivos No financieros No corrientes", la Sociedad ha incluido el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados al uso de activos de subtransmisión, que debe construir la Sociedad. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo de subtransmisión, se da comienzo al reconocimiento en los resultados de la Sociedad, en la proporción que corresponda, con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido en el mismo plazo de duración del contrato.

2.18.2 Subvenciones estatales

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

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

2.18.3 Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera

cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

2.19 Provisiones

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

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

2.20 Beneficios a los empleados

- Beneficios a los empleados a corto plazo, largo plazo y beneficios por terminación.

La Sociedad y sus filiales reconocen el importe de los beneficios que han de pagar por los servicios prestados como un pasivo, el cual es registrado a su valor nominal mediante el método del devengo y presentado bajo el rubro cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones corrientes por beneficios a los empleados.

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9) multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

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, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias actuariales producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del año.

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 3,93% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.21 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

En el caso que existieran obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad y sus filiales, mediante

contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.22 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del 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 de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigencia cuando los activos se recuperen y los pasivos se liquiden.

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

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

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

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

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

2.23 Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el 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.

2.24 Ganancias por acción

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

2.25 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como una pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad en función de la política de

dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

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

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

2.26 Estado de flujos de efectivo

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

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

3 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

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

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

3.1 Generación eléctrica

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

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

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

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

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

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del sistema, se realizan al valor de

costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es la Dirección de Peajes del CDEC- SIC respectivo.

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de Edelaysen, 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 a partir del cual se fija la tarifa.

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

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

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

b) Clientes Libres

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

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que

corresponde al VAD de cada empresa más un ajuste por precio de compra de energía y potencia.

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

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:** 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. Este se utiliza para abastecer a clientes libres de la distribuidora o de un generador que usen instalaciones 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. 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) **Peajes de subtransmisión:** Estos peajes serán indexados semestralmente en mayo y noviembre, de acuerdo con la publicación de los parámetros por parte de la CNE. Estos peajes dan cuenta del valor por el uso de las instalaciones de subtransmisión requeridas para el suministro de clientes.
- g) **Servicios complementarios (SSCC):** Son todos aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos (regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc.). El CDEC respectivo deberá operar, administrar y valorizar la prestación de estos servicios complementarios. A fines de 2012 se publicó en el Diario Oficial el DS N°130 que aprueba el Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los SSCC. Al respecto, el CDEC-SIC ha elaborado procedimientos respecto de la remuneración de estos servicios, que han sido discrepados ante el Panel de Expertos por empresas generadoras. Los procedimientos finales estarán sujetos a los respectivos dictámenes que emita el Panel.
- h) **Sistemas Medianos (SSMM):** 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 tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo ("CTLP") mediante un proceso tarifario realizado cada 4 años que es liderado por la CNE.

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 de aquellas empresas que se encuentren bajo el precio promedio del sistema en un 5%.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados. Esto se conoce como indexación extraordinaria.
- 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. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.
- d) **Centros de Despacho Económico de Carga ("CDEC"):** Organismos integrados por la Dirección de Operación, Peajes y Administración que tiene por objeto coordinar la operación segura y económica de las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas interconectados.

4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Efectivo en Caja	1.531.396	1.716.653
Saldo en Bancos	685.179	1.128.223
Depósitos a plazo	-	50.084.556
Otros instrumentos de renta fija	17.570.441	13.349.987
Totales	19.787.016	66.279.419

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	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	19.786.146	66.279.419
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	870	-
Totales		19.787.016	66.279.419

5 Otros Activos Financieros Corrientes

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 la Sociedad y sus filiales presentan el siguiente saldo en este rubro:

Otros Activos Financieros	Corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Instrumentos derivados de cobertura (*)	-	64.877
Total	-	64.877

(*) Ver Nota 16.2.7

6 Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2013		31/12/2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	50.035.781	-	38.784.601	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	17.204.874	11.269.722	17.390.669	12.718.581
Totales	67.240.655	11.269.722	56.175.270	12.718.581

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2013		31/12/2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	2.384.218	-	2.952.461	-
Otras cuentas por cobrar	4.317.988	524.439	2.634.718	524.439
Totales	6.702.206	524.439	5.587.179	524.439

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2013		31/12/2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	47.651.563	-	35.832.140	-
Otras cuentas por cobrar, neto	12.886.886	10.745.283	14.755.951	12.194.142
Totales	60.538.449	10.745.283	50.588.091	12.194.142

El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Facturados	35.494.810	36.492.501
Energía y peajes	21.347.014	21.688.619
Anticipos para importaciones y proveedores	281.903	791.939
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.579.460	1.488.799
Otros	12.286.433	12.523.144
No Facturados o provisionados	29.767.641	17.860.201
Peajes uso de líneas eléctricas	2.862.607	2.776.798
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	11.847.511	2.235.062
Energía en medidores (*)	13.978.649	12.084.124
Provisión ingresos por obras	957.354	464.188
Otros	121.520	300.029
Otros (Cuenta corriente empleados)	1.978.204	1.822.568
Totales, Bruto	67.240.655	56.175.270
Provisión deterioro	(6.702.206)	(5.587.179)
Totales, Neto	60.538.449	50.588.091

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Convenios de pagos y créditos	2.734.851	2.360.934
Anticipos para importaciones y proveedores	281.903	791.939
Cuenta por cobrar proyectos en curso	2.536.815	1.952.988
Deudores materiales y servicios	3.832.368	5.443.020
Cuenta corriente al personal	1.978.204	1.822.568
Otros deudores	5.840.733	5.019.220
Totales	17.204.874	17.390.669
Provisión deterioro	(4.317.988)	(2.634.718)
Totales, Neto	12.886.886	14.755.951

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2013 es de M\$71.283.732 y al 31 de diciembre de 2012 es de M\$62.782.233.

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 2013 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 437 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 ejercicio %
Residencial	381.582	35%
Comercial	34.257	31%
Industrial	2.793	21%
Otros	18.704	13%
Total	437.336	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad y sus filiales se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios, venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

- c) Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 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	31/12/2013	31/12/2012
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	14.078.544	14.259.472
Con vencimiento entre tres y seis meses	503.871	443.578
Con vencimiento entre seis y doce meses	403.947	552.926
Con vencimiento mayor a doce meses	147.286	335.810
Totales	15.133.648	15.591.786

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
91a 180	1%	33%
181a 270	34%	66%
271a 360	66%	66%
361o 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.

- d) Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-2013						Saldo al 31-12-2012					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	218.695	52.218.736	3.427	2.770.406	222.122	54.989.142	221.320	41.685.566	3.156	2.825.371	224.476	44.510.937
Entre 1 y 30 días	147.522	8.714.244	2.021	289.389	149.543	9.003.633	145.921	8.750.388	1.837	406.026	147.758	9.156.414
Entre 31 y 60 días	37.759	4.175.260	579	502.947	38.338	4.678.207	40.313	4.488.118	704	131.845	41.017	4.619.963
Entre 61 y 90 días	3.845	422.881	107	12.973	3.952	435.854	2.843	501.717	85	16.664	2.928	518.381
Entre 91 y 120 días	1.718	202.982	62	6.679	1.780	209.661	1.777	211.934	56	7.595	1.833	219.529
Entre 121 y 150 días	1.541	293.911	86	18.420	1.627	312.331	1.481	159.884	49	8.727	1.530	168.611
Entre 151 y 180 días	1.254	140.100	59	9.777	1.313	149.877	1.161	158.231	19	4.331	1.180	162.562
Entre 181 y 210 días	1.112	160.527	69	8.377	1.181	168.904	988	123.322	23	5.250	1.011	128.572
Entre 211 y 250 días	1.106	301.287	55	7.425	1.161	308.712	1.098	477.702	21	3.086	1.119	480.788
Más de 250 días	13.551	4.750.574	1.013	287.340	14.564	5.037.914	17.147	4.613.537	600	141.299	17.747	4.754.836
Totales	428.103	71.380.502	7.478	3.913.733	435.581	75.294.235	434.049	61.170.399	6.550	3.550.194	440.599	64.720.593

- e) Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31/12/2013		31/12/2012	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	180	211.582	153	80.719
Documentos por cobrar en cobranza judicial	422	2.453.269	340	2.293.316
Totales	602	2.664.851	493	2.374.035

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	4.828.850
Aumentos (disminuciones) del período	1.579.059
Montos castigados	(296.291)
Saldo al 31 de diciembre 2012	6.111.618
Aumentos (disminuciones) del período	2.054.947
Montos castigados	(939.920)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	7.226.645

- g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2013 y 2012, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Provisión cartera no repactada	1.550.293	709.225
Provisión cartera repactada	577.179	869.834
Castigos del período	(939.920)	(296.291)
Recuperos del período	(72.525)	-
Totales	1.115.027	1.282.768

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 2013, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	371.661.603	8.997.443.992.100	8.997.815.653.703	99,9160%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
Cóndor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,0028%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,0014%
Manicke Ferré, Marola Jesús	1.962	58.849.343	58.851.305	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda.	1.307	39.211.746	39.213.053	0,0004%
Inversiones 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%
Garrido, Elena Trecha V. de	577	17.321.694	17.322.271	0,0002%
Minoritarios	5.673	170.298.267	170.303.940	0,0019%
Totales	620.093.318	9.004.759.956.419	9.005.380.049.737	100%

7.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

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

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

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son los 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	31/12/2013		31/12/2012	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	609.433		292.027	
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.560		-	
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	284.163		250.865	
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	13.878		7.826	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	127		127	
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.243		2.243	
76833170-7	Andescan SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.167		2.167	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	200.000		-	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales - Costo de Personal	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	494.936		323.491	
Totales							1.608.507	-	878.746	-

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	31/12/2013		31/12/2012	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.128.038		2.107.062	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	41.745.209		6.209.374	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	45		33	
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	8.083.795		6.264.977	
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	223		173	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6.075		4.708	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.267.073		3.562.502	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.574		3.719	
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	16.929		10.627	
Totales							56.251.961	-	18.163.175	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	267.860	41.840
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(16.107.640)	(17.211.189)
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	6.108	-
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	1.376.764	1.007.346
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	(85)	9.420
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	47.590	46.792
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	(5.392)	81.882
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	19.644	(7.149)
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(287.493)	(232.144)
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(1.016.881)	(241.068)

7.3 Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y sus filiales son administradas por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2013, se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiendo como Directores por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Waldo Fortín Cabezas, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada con fecha 8 de mayo de 2013, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz-Molina, y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

Al 31 de diciembre de 2013 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

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

No hay saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores.

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 mayo 2013 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2014.

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

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son las siguientes:

Director	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	22.870	22.500
Iván Díaz-Molina	22.915	24.344
Totales	45.785	46.844

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente General, ocho Gerentes de Área y 20 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$2.060.743 al 31 de diciembre de 2013 y a M\$1.748.460 al 31 de diciembre de 2012.

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

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

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

8 Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2013:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	8.120.907	7.892.929	227.978
Materiales en tránsito	76.414	3.457	72.957
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	740.025	717.758	22.267
Petróleo	294.514	294.514	-
Totales	9.231.860	8.908.658	323.202

Al 31 de diciembre de 2012:

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

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$36.335 para el año 2013 y un cargo de M\$92.756 para el año 2012.

Movimiento Provisión	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Provisión Ejercicio	36.335	92.756
Aplicaciones a provisión	(110.529)	(571.580)
Totales	(74.194)	(478.824)

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	13.284.000	14.686.243
Otros gastos por naturaleza (*)	1.528.450	1.675.176
Totales	14.812.450	16.361.419

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2013 ascienden a M\$10.014.962 (M\$10.544.928 en 2012) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2013 ascienden a M\$350.153 (M\$787.509 en 2012).

9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Impuesto renta por recuperar	2.892.522	2.029.307
IVA Crédito fiscal por recuperar	351.804	408.959
Crédito Sence	67.023	50.228
Crédito Activo Fijo	20.386	20.103
Totales	3.331.735	2.508.597

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Impuesto a la renta	2.795.032	974.743
Iva Débito fiscal	1.310.311	1.057.955
Otros	61.183	208.005
Totales	4.166.526	2.240.703

10 Otros Activos Financieros no Corriente

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	31/12/2013 No Corriente M\$	31/12/2012 No Corriente M\$
Otros activos financieros no corriente		
Crédito por Impuesto Ley Austral	520.085	-
Remanente crédito fiscal	7.618.239	7.704.170
Totales	8.138.324	7.704.170

Estos activos corresponden a crédito por impuestos Ley Austral y a remanente crédito fiscal (Impuesto específico por petróleo diesel), que se recuperarán en periodos futuros a base de la generación de flujos de la sociedad que los generó. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de la Sociedad y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base flujos proyectados actualizados.

11 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Activos intangibles neto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos intangibles identificables, neto	23.746.860	24.082.911
Servidumbres	22.435.625	22.431.178
Software	1.311.235	1.651.733

Activos intangibles bruto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	29.150.355	28.818.749
Servidumbres	22.435.625	22.431.178
Software	6.714.730	6.387.571

Amortización activos intangibles	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos intangibles identificables	(5.403.495)	(4.735.838)
Servidumbres	-	-
Software	(5.403.495)	(4.735.838)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2013 y 2012 son los siguientes:

Movimiento año 2013		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2013		1.651.733	22.431.178	24.082.911
Movimientos	Adiciones	585.920	4.447	590.367
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(926.418)	-	(926.418)
	Total movimientos	(340.498)	4.447	(336.051)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		1.311.235	22.435.625	23.746.860

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

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 2013 y 2012:

Rut	Compañía	31/12/2013 M\$	31/12/2012 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 2013 y 2012:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	335.865.747	316.786.742
Terrenos	13.577.884	13.566.747
Edificios	6.897.828	7.155.583
Planta y Equipo	247.559.479	246.042.990
Equipamiento de Tecnologías de la Información	702.463	953.154
Instalaciones Fijas y Accesorios	301.179	363.322
Vehículos de Motor	1.608.706	1.385.255
Construcciones en Curso	63.363.154	45.197.083
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.855.054	2.122.608

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	429.246.028	399.908.982
Terrenos	13.577.884	13.566.747
Edificios	11.610.490	11.633.813
Planta y Equipo	329.465.951	317.894.928
Equipamiento de Tecnologías de la Información	2.719.475	2.923.868
Instalaciones Fijas y Accesorios	901.156	918.266
Vehículos de Motor	3.303.528	2.905.649
Construcciones en Curso	63.363.154	45.197.083
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.304.390	4.868.628

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(93.380.281)	(83.122.240)
Edificios	(4.712.662)	(4.478.230)
Planta y Equipo	(81.906.472)	(71.851.938)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.017.012)	(1.970.714)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(599.977)	(554.944)
Vehículos de Motor	(1.694.822)	(1.520.394)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(2.449.336)	(2.746.020)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante los años 2013 y 2012 es el siguiente:

Movimiento año 2013		Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2013		13.566.747	7.155.583	246.042.990	953.154	363.322	1.385.255	45.197.083	2.122.608
Movimientos	Adiciones	21.730	-	19.114.368	431.145	-	665.369	25.275.126	180.928
	Retiros	(10.593)	(2.137)	(7.525.300)	(160)	(6.391)	(93.497)	(6.807.293)	(78.590)
	Gastos por depreciación	-	(255.618)	(10.072.579)	(681.676)	(55.752)	(348.421)	-	(369.892)
	Traspaso Fusión	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	(301.762)	-
	Total movimientos	11.137	(257.755)	1.516.489	(250.691)	(62.143)	223.451	18.166.071	(267.554)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		13.577.884	6.897.828	247.559.479	702.463	301.179	1.608.706	63.363.154	1.855.054

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

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 los mejoras tecnológicas, con el objeto de cumplir con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente.

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Los activos en construcción según se explica en Nota 2.11 incluyen activación de costos financieros por M\$1.153.434 al 31 de diciembre de 2013 y a M\$1.455.635 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$ 1.578.647 al 31 de diciembre de 2013 y a M\$ 1.601.433 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 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 2013 y 2012, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Gasto por impuesto corriente	5.339.697	4.235.539
Beneficio de carácter fiscal, procedente de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente	-	-
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(221.693)	(247.057)
Otro gasto por impuesto corriente	-	-
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	5.118.004	3.988.482
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	1.051.975	1.548.660
Beneficio de carácter fiscal, procedente de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos diferido	-	-
Otros componentes del gasto por impuestos diferido	-	-
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	1.051.975	1.548.660
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	6.169.979	5.537.142

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral	13.172	(36.254)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(24.743)	(8.750)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(11.571)	(45.004)

- 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 2013 y 2012 es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	33.537.984	26.745.759
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (20%)	(6.707.597)	(5.349.152)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	133.897	143.639
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(292.235)	(292.647)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	(22.436)	(388.347)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	-	-
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	718.392	349.365
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	537.618	(187.990)
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(6.169.979)	(5.537.142)
Tasa impositiva efectiva	18,40%	20,70%

14.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	1.455.399	2.114.262	12.936.098	13.063.831
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	48.548	2.985	23.280	17.738
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	1.445.329	1.222.325	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	144.750	160.784	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	64.641	79.480	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	2.550.959	2.615.126	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	10.983	720.497	49.752	114.057
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	-	-	104.111	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	462.687	343.613	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	79.397	66.298	3.526	2.598
Impuestos diferidos relativos a derivados	-	13.171	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	508.870	554.883	-	-
Total Impuestos Diferidos	6.771.563	7.893.424	13.116.767	13.198.224

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado en los años 2013 y 2012 son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	8.156.070	11.957.215
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(298.900)	1.249.759
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	36.254	(8.750)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	7.893.424	13.198.224
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.108.689)	(56.714)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(13.172)	(24.743)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	6.771.563	13.116.767

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 2013 y 2012, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2013		31/12/2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	-	-	27.220.379	-
Bonos	8.286.789	112.127.873	59.631.584	116.812.093
Derivados (*)	-	-	247.192	-
Totales	8.286.789	112.127.873	87.099.155	116.812.093

(*) Ver nota 16.2.7

- b) Al 31 de diciembre de 2013 no hay Préstamos Bancarios vigentes. El desglose por monedas y vencimientos al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No corriente			
					Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
					Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31-12-2012 M\$	Más de 1 año hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 5 años M\$	Más de 5 años M\$	al 31-12-2012 M\$
Chile	Pesos	Mensual	6,10%	Sin Garantía	6.007.280	-	6.007.280	-	-	-	-
Chile	USD	Semestral	0,96%	Sin Garantía	-	12.104.577	12.104.577	-	-	-	-
Chile	USD	Semestral	0,85%	Sin Garantía	-	9.108.522	9.108.522	-	-	-	-
Totales					6.007.280	21.213.099	27.220.379	-	-	-	-

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

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

- d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente (*):

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31-12-2013 M\$	Más de 1 año hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 5 años M\$	Más de 5 años M\$	al 31-12-2013 M\$
Chile	UF	Anual	3,30%	Sin Garantía	-	3.616.672	3.616.672	10.323.551	3.496.434	-	13.819.985
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	4.079.037	-	4.079.037	11.654.780	7.377.661	-	19.032.441
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	232.439	-	232.439	-	-	22.440.802	22.440.802
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	358.641	358.641	-	-	56.834.645	56.834.645
Totales					4.311.476	3.975.313	8.286.789	21.978.331	10.874.095	79.275.447	112.127.873

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31-12-2012 M\$	Más de 1 año hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 5 años M\$	Más de 5 años M\$	al 31-12-2012 M\$
Chile	UF	Semestral	5,25%	Sin Garantía	-	55.297.647	55.297.647	-	-	-	-
Chile	UF	Anual	3,48%	Sin Garantía	-	3.564.534	3.564.534	10.040.731	6.852.225	-	16.892.956
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	190.203	-	190.203	11.420.375	7.147.990	3.762.573	22.330.938
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	227.765	-	227.765	-	-	21.968.793	21.968.793
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	351.435	351.435	-	-	55.619.406	55.619.406
Totales					417.968	59.213.616	59.631.584	21.461.106	14.000.215	81.350.772	116.812.093

(*) El 20 de diciembre de 2012, la Sociedad colocó la serie L por UF 2.500.000, cuyo objetivo principal fue el pago de la serie F por un monto equivalente.

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2013						
					Corriente			No Corriente			
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
SAESA	BONO SERIE G/N°301	UF	3,30%	Sin Garantía	-	3.616.672	3.616.672	10.323.551	3.496.434	-	13.819.985
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	4.079.037	-	4.079.037	11.654.780	7.377.661	-	19.032.441
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	232.439	-	232.439	-	-	22.440.802	22.440.802
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	358.641	358.641	-	-	56.834.645	56.834.645
Totales					4.311.476	3.975.313	8.286.789	21.978.331	10.874.095	79.275.447	112.127.873

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

f) Colocación de Bonos y covenants

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

Saesa

Bono Serie G

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

- Razón de endeudamiento consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo Exigible" la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.

- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año calendario. En el año calendario 2013, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.235 GWh. Adicionalmente, en 2013 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.
- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.
- Adicionalmente, durante el año 2008 se incorporó una nueva restricción asociada a mantener una relación de Deuda Financiera Neta a EBITDA menor a 3,5.

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

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

Al 31 de diciembre de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie I

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

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

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

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y

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

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

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

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

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

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y

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

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

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

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

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

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

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

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

- Razón de endeudamiento consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de las partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la

Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.

- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En el año calendario 2013, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.235 GWh. Adicionalmente, en 2013 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

16 Política de Gestión de Riesgos

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

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

16.1 Riesgo de negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelaysen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

16.1.1 Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

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

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

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

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como "Ley de Concesiones" el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas; la "Ley de Carretera Eléctrica", que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros. Por otra parte, durante el mes de octubre de 2013 fue promulgada la Ley 20.698

que modifica la Ley 20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

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

b) Fijación de tarifas de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones impulsadas por las empresas distribuidoras de energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la relacionada SAGESA S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot. La energía que comercializa SGA por su parte viene principalmente de la relacionada SAGESA y otra parte de otros generadores del sistema.

Al entregar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC –SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, la filial SGA vende toda de su energía a precios spot y establece contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente.

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Las nuevas tarifas de la Sociedad y sus filiales de distribución implicaron un aumento de sus ingresos para 2013 (respecto de las tarifas de 2012).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelayson, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de

suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

Respecto de la fijación de tarifa de la Servicios Asociados (SSAA), que se realiza cada cuatro años, este proceso aún está en curso. En efecto, en marzo 2013 se presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Los dictámenes respectivos se emitieron en el mes de mayo. No obstante lo anterior, algunas empresas distribuidoras presentaron recursos de protección respecto de los dictámenes antes mencionados, los que fueron desestimados con fecha 31 de diciembre de 2013. Se espera que durante el primer trimestre del 2014 se publique el mencionado decreto, sujeto a los plazos de toma de razón en la Contraloría General de la República y una vez resueltos los nuevos recursos presentados por empresas distribuidoras tanto a la misma Contraloría como ante la Corte Suprema.

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014), con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se vio retrasado respecto de su programación original por propia iniciativa de la Autoridad administrativa (CNE), quien en la etapa de entrega extendió el plazo para aumentar el desarrollo del estudio y posteriormente, en la etapa de revisión, para efectuar análisis más detallados de los estudios presentados, y para la elaboración del Informe Técnico con los cambios realizados por la Autoridad. Asimismo, el Panel de Expertos extendió en su momento el plazo de análisis de las discrepancias presentadas por las empresas al Informe Técnico de la CNE y la publicación de su respectivo Dictamen, comunicado a las empresas a principios de Agosto de 2011.

Adicionalmente, considerando el retraso sufrido en la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) ha llevado a que el decreto fuera publicado el 9 de abril de 2013 dando por concluido este proceso tarifario y con ello, se aplicaran de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE ha comenzado la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante).

A través de su Resolución Exenta N°754/2013 del 29 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. En respuesta a las observaciones planteadas, con fecha 8 de enero de 2014, la CNE emitió su RE N° 06/2014, mediante las cuales estableció las Bases definitivas del Estudio, en las cuales se mantuvieron aspectos no consensuados entre la Autoridad y los Subtransmisores, razón por la cual estos últimos recurrieron al Honorable Panel de Expertos para dirimir estas diferencias.

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

e) Contratos de suministro

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

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

Sin embargo, en virtud del complejo escenario financiero del año 2011 de la empresa Campanario S.A. y que finalmente terminó en su incumplimiento del contrato de suministro, que representaba aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de las empresas distribuidoras Saesa, su filial Luz Osorno, además de la relacionada Frontel, la SEC emitió su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

Así, la declaratoria de quiebra posterior de Campanario en Septiembre de 2011, o de cualquier otra empresa generadora adjudicataria de contratos licitados de suministro de potencia y energía no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debiéndose pagar los mismos precios establecidos en el respectivo contrato de suministro, por lo que sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

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

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de Campanario, los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se fijó para Agosto de 2014.

f) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.

- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que un año muy seco podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

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

16.2 Riesgo financiero

Los flujos de la Sociedad y sus filiales, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

16.2.1 Tipo de cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso, realizan limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes en la Sociedad y sus filiales.

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad y sus filiales es menor.

La filial SGA tiene como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representa esta sociedad como parte de los flujos consolidados de Saesa son de un 3,2%. Las variaciones de patrimonio que pueda tener esta sociedad por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2013, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$153.893 (negativo), de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

16.2.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 75% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

El 100% de la deuda financiera está estructurada en UF, que según lo indicado es consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos

que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el periodo de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la Sociedad de M\$625.562.

16.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 86% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de M\$ 174.822 durante el periodo. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija, protegida y variable, es la siguiente:

	31/12/2013	31/12/2012
Tasa Interés Variable	14%	10%
Tasa Interés Protegida	0%	3%
Tasa Interés Fija	86%	87%

16.2.4 Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra en un 100% estructurada a largo plazo, mediante bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con las matrices (Eléctricas y Grupo Saesa) y la relacionada (Frontel). Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas; las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas de la Grupo.

Saesa y sus filiales, en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la sociedad Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

16.2.5 Riesgo de crédito

La Sociedad y sus filiales tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago; esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

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

El riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	34%	66%
271 a 360	66%	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 2013	Mantenidos hasta al vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	71.283.732	-	-	71.283.732
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	1.608.507	-	-	1.608.507
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	2.216.575	17.570.441	-	19.787.016
Otros activos financieros, no corrientes	-	8.138.324	-	-	8.138.324
Totales	-	83.247.138	17.570.441	-	100.817.579

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

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2013	Mantenidos al vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	120.414.662	-	-	120.414.662
Otros pasivos financieros, derivados	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	31.180.568	-	-	31.180.568
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	56.251.961	-	-	56.251.961
Totales	-	207.847.191	-	-	207.847.191

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

16.2.7 Instrumentos derivados

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

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

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad no registra instrumentos derivados vigentes; al 31 de diciembre de 2012 se registra la siguiente cartera clasificada como "Cobertura de Flujos de Caja":

Instrumento de cobertura	31.12.2013	31.12.2012	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	-	(247.192)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	-	64.877	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja

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

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

16.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31.12.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.531.396	1.531.396
Saldo en Bancos	685.179	685.179
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	60.538.449	60.538.449

Pasivos Financieros - al 31.12.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	-	-
Bonos	120.414.662	122.598.396
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	31.180.568	31.180.568

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

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

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

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

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

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

17 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	20.055.359	14.150.598
Proveedores por compra de combustible y gas	637.116	242.377
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	219.065	297.939
Cuentas por pagar bienes y servicios	4.888.266	5.692.826
Dividendos por pagar a terceros	104.134	72.629
Cuentas por pagar instituciones fiscales	155.261	141.811
Otras cuentas por pagar	5.121.367	3.618.409
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	31.180.568	24.216.589

18 Provisiones

18.1 Provisiones corrientes

18.1.1 Otras Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	539.108	715.227
Totales	539.108	715.227

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2013 y 2012, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	715.227
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	61.195
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(81.400)
Provisión utilizada	(128.448)
Reversos de provisión no utilizada.	(27.466)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(176.119)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	539.108

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

18.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	723.748	803.926
Provisión por beneficios anuales	3.355.117	2.579.414
Totales	4.078.865	3.383.340

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2013 y 2012, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	803.926	2.579.414	3.383.340
Movimientos en provisiones			-
Provisiones adicionales	1.538	78.707	80.245
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	195.664	2.523.703	2.719.367
Provisión utilizada	(277.380)	(1.826.707)	(2.104.087)
Reversos de provisión no utilizada.	-	-	-
Otro incremento (decremento)	-	-	-
Total movimientos en provisiones	(80.178)	775.703	695.525
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	723.748	3.355.117	4.078.865

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	723.789	2.076.542	2.800.331
Movimientos en provisiones			-
Provisiones adicionales	-	-	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes	179.785	2.227.527	2.407.312
Provisión utilizada	(99.648)	(1.441.674)	(1.541.322)
Reversos de provisión no utilizada	-	(282.981)	(282.981)
Otro incremento (decremento)	-	-	-
Total movimientos en provisiones	80.137	502.872	583.009
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	803.926	2.579.414	3.383.340

18.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnizaciones por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de permanencia en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	3.869.715	3.286.489
Totales	3.869.715	3.286.489

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2013 y 2012, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	3.286.489
Costo por intereses	203.290
Costo del servicio del período	307.737
Pagos en el período	(51.517)
Variación actuarial por cambio tasa	37.200
Variación actuarial por experiencia	86.516
Saldo al 31 de diciembre de 2013	3.869.715

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	3.075.367
Costo por intereses	203.024
Costo del servicio del período	169.816
Pagos en el período	(205.470)
Variación actuarial por experiencia	43.752
Saldo al 31 de diciembre de 2012	3.286.489

c) Los montos registrados en los resultados integrales son los siguientes:

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31.12.2013 M\$	31.12.2012 M\$
Costo por intereses	203.290	203.024
Costo del servicio del período	307.737	169.816
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	511.027	372.840
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	123.716	43.752
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	634.743	416.592

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Tasa de descuento (nominal)	7,0%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,5%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2013, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento (disminución) de pasivo	343.646	(296.901)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de diciembre de 2013, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) aumento de pasivo	(304.756)	348.820

f) Antes de la aplicación de la modificación a la NIC 19, la Sociedad registraba todos los efectos de cambio de su pasivo actuarial en el Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida). Con la entrada en vigencia de la mencionada enmienda, y según el criterio contable descrito en la Nota 2.20, la Sociedad reclasificó desde Ganancia (pérdida) de Resultado Integral a Otro Resultado Integral, las Ganancias y pérdidas actuariales registradas en 2012. Al 31 de diciembre de 2012 el valor reclasificado implicó un cargo a Otro resultado integral de M\$43.752. Al 31 de diciembre de 2013 el efecto neto fue un cargo de M\$99.058 y al 31 de diciembre de 2012 el valor reclasificado implicó un cargo neto a Otro Resultado Integral de M\$34.635.

18.3 Juicios y multas

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

18.3.1 Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	37398	Demanda de indemnización de perjuicios (Sociedad Turística Huaihuén Limitada con SAESA).	Proceso pendiente en 2° instancia.	121.600
SAESA	7° Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros).	Proceso pendiente en 1° instancia.	23.310
SAESA	16° Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros).	Proceso pendiente en 1° instancia.	23.310
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3395-2011	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Riquelme con SAESA).	Proceso pendiente en 1° instancia.	23.310
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2828-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Constructora América con SAESA).	Proceso pendiente en 1° instancia.	23.310
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA).	Proceso pendiente en 1° instancia.	33.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	3379-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (INELCO con SAESA).	Pendiente en 1° instancia.	1.131.332
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	C-451-13	Demanda de indemnización de perjuicios (Navarro con Sossur, Timberlink y SAESA).	Proceso pendiente en 1° instancia.	24.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	2294-2013	Demanda de reembolso. Fisco de Chile con SAESA.	Proceso pendiente en 1° instancia.	11.852
SAESA	Juzgado del Trabajo de Puerto Montt	O-364-2013	Demanda de despido injustificado.	Pendiente en primera instancia.	3.578
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00082-2013	Reclamación de resolución Tributaria (SAESA con SII)	Proceso pendiente en 1° instancia	196.266
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 Chaitén	C-14-2013	Demanda de precario.	Pendiente en primera instancia.	Indeterminado
LUZ OSORNO	Juzgado de Policía Local de Río Negro	50.685	Ley del consumidor.	Proceso pendiente en primera instancia.	23.310
STS	Juzgado de Letras de La Unión	315-2011	Demanda de término de servidumbre.	Proceso pendiente en 1° instancia.	Indeterminado

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

18.3.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SAESA	REX 303 de fecha 27.12.13	SEC	Mantenimiento.	Pendiente de pago	6.116
EDELAYSEN	Res. Ex. 080 de fecha 31.07.13	SEC	Calidad de servicio.	Pendiente Recurso de Reposición	4.077
EDELAYSEN	REX 95 de fecha 16.10.13	SEC	Calidad de servicio.	Judicializada	2.039
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento.	Judicializada.	30.579
STS	Res. Ex. 2698 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010.	Judicializada - Pendiente de pago - Rebajada a UTM 325.	162.041
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio.	Judicializada.	1.223
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro.	Judicializada.	2.936
SGA	Res. Ex. 2603 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010.	Judicializada - Pendiente de pago - Rebajada a UTM 138.	69.822

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 2013 y 2012, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	13.712.619	6.529.642
Otras obras de terceros	4.653.268	4.730.928
Totales	18.365.887	11.260.570

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

20 Otros Pasivos no Financieros No Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	11.580.292	11.641.639
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	1.916.387	119.546
Totales	13.496.679	11.761.185

(*) Incluye participación en Eletrans S.A. por M\$1.621.801 y Eletrans II S.A. por M\$ 167.860, al 31 de diciembre de 2013. Ver Nota 34.

21 Patrimonio

21.1 Patrimonio neto de la Sociedad

21.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 el capital social de SAESA asciende a M\$304.501.634. El capital está representado por 620.093.318 acciones serie A y 9.004.759.956.419 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

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 abril de 2013 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00166567 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, lo que significó un pago total de M\$15.000.000. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 29 de mayo de 2013.

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

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 años.

21.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2013

	Saldo al 01 de enero de 2013 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
		Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.295.733)	700.015			(595.718)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	(52.542)		52.542		0
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos			(1.679.794)		(1.679.794)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(34.635)			(99.058)	(133.693)
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto fusión filial STS y SAGESA	15.996				15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796				12.325.796
Totales	23.574.985	700.015	(1.627.252)	(99.058)	22.548.690

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

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2012

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Cambio en otras reservas				Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$
		Otros M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(468.907)		(826.826)			(1.295.733)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	101.693			(154.235)		(52.542)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales					(34.635)	(34.635)
Otras reservas varias	12.616.103					12.616.103
Efecto fusión filial STS y SAGESA		15.996				15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796					12.325.796
Totales	24.574.685	15.996	(826.826)	(154.235)	(34.635)	23.574.985

21.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial y de la Sociedad relacionada que presentan diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(605.479)	(1.296.177)
Eletrans S.A.	9.649	444
Eletrans II S.A.	112	-
Totales	(595.718)	(1.295.733)

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

21.1.5 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/13	42.746.182	4.053.089	46.799.271
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	26.968.636		26.968.636
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(8.729.756)		(8.729.756)
Provisión dividendo mínimo del año	(8.090.590)		(8.090.590)
Saldo final al 31/12/13	52.894.472	4.053.089	56.947.561

La utilidad distributable del ejercicio 2013, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2013, esto es M\$26.968.636.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/12	40.551.658	4.053.089	44.604.747
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	20.900.814		20.900.814
Ajuste por cálculos actuariales	34.635		34.635
Ajuste por fusión filial STS con SAGESA (proforma)	8.855		8.855
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(12.479.536)		(12.479.536)
Provisión dividendo mínimo del año	(6.270.244)		(6.270.244)
Saldo final al 31/12/12	42.746.182	4.053.089	46.799.271

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

21.2 Gestión de capital

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

21.3 Restricciones a la disposición de fondos

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

21.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y de resultados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7933	6,7933	67.307.169	63.929.774	4.823.666	3.317.078	4.572.377	4.342.941	327.686	225.339
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,5440	0,5440	92.037.051	80.715.015	12.710.596	7.992.627	500.637	439.052	69.140	43.476
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	15.916.010	14.609.547	1.863.723	1.362.318	16.648	15.282	1.949	1.424
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	8.182.607	7.090.288	593.981	2.929.442	8.183	7.090	594	2.929
TOTALES							5.097.845	4.804.365	399.369	273.168

22 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Consolidados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2013	31/12/2012
M\$	M\$	
Venta de Energía	235.818.669	214.638.981
Ventas de energía	235.818.669	214.638.981
Otras Prestaciones y Servicios	6.187.883	6.246.854
Apoyos	989.272	899.522
Arriendo de medidores	1.037.473	1.025.887
Cortes y reposición	1.607.251	1.794.490
Pagos fuera de plazo	2.192.506	2.109.655
Otros	361.381	417.300
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	242.006.552	220.885.835
Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2013	31/12/2012
M\$	M\$	
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	8.527.333	11.275.911
Venta de materiales y equipos	4.024.729	4.833.075
Arrendamientos	598.809	570.421
Intereses Créditos y Préstamos	768.476	519.484
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	3.303.462	3.170.494
Otros Ingresos	2.755.694	2.350.422
Total Otros ingresos, por naturaleza	19.978.503	22.719.807

Según indicado en Nota 16.1 letras c) y d), en 2013 se publicaron nuevas tarifas de distribución y subtransmisión, cuya aplicación generó mayores ingresos por M\$8.620.000, (de este valor M\$4.165.000 corresponden a la liquidación retroactiva de los años 2011 y 2012, fecha de aplicación del Decreto de Subtransmisión).

23 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2013	31/12/2012
M\$	M\$	
Compras de energía y peajes	152.422.689	144.609.666
Combustibles para generación y materiales	13.283.900	14.697.020
Totales	165.706.589	159.306.686

24 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2013	31/12/2012
M\$	M\$	
Sueldos y salarios	12.452.939	10.904.950
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	1.502.124	1.531.423
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	584.893	644.428
Activación costo de personal	(1.578.647)	(1.601.433)
Totales	12.961.309	11.479.368

25 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Depreciaciones	11.783.938	10.684.517
Amortizaciones de Intangibles	926.418	1.009.080
Pérdidas por deterioro	301.762	1.520
Totales	13.012.118	11.695.117

26 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	5.819.107	5.499.843
Sistema generación	1.152.867	1.105.161
Mantención medidores, ciclo comercial	5.631.047	5.252.016
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.017.560	919.510
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	22.952	18.039
Provisiones y castigos	1.407.165	1.626.949
Gastos de administración	6.700.495	5.951.802
Otros gastos por naturaleza	7.096.552	7.691.499
Totales	28.847.745	28.064.819

27 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	1.210.720	776.348
Otros ingresos financieros	258.398	342.012
Total Ingresos Financieros	1.469.118	1.118.360

Costos Financieros	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(1.296.762)	(1.098.597)
Gastos por bonos	(4.796.915)	(5.204.056)
Otros gastos financieros	(1.419.623)	(818.610)
Activación gastos financieros	1.153.434	1.455.635
Total Costos Financieros	(6.359.866)	(5.665.628)

Resultado por unidades de reajuste	(1.991.110)	(2.678.043)
Diferencias de cambio	(654.354)	817.283
Positivas	78.449	820.372
Negativas	(732.803)	(3.089)
Total Costo Financiero	(9.005.330)	(7.526.388)

Total Resultado Financiero	(7.536.212)	(6.408.028)
-----------------------------------	--------------------	--------------------

28 Información por Segmento

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

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

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

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

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

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSÉN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.678.622	62.671.072	1.464.020	338.911	3.389.312	241.478	2.052.982	1.237.519	4.202.080	1.790.439	-	-	19.787.016	66.279.419
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	64.877	-	-	-	-	-	-	-	64.877
Otros activos no financieros corrientes	215.063	239.407	7.837	9.502	207.311	200.972	-	-	157.224	159.074	-	-	587.435	608.955
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	40.584.844	35.720.607	2.336.995	2.495.246	12.424.464	6.311.133	1.329.646	2.266.130	3.862.500	3.794.975	-	-	60.538.449	50.588.091
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	27.480.956	26.933.114	2.149	36.373	3.899	14.605	6.548.679	6.709.778	9.035.716	8.112.783	(41.462.892)	(40.927.907)	1.608.507	878.746
Inventarios corrientes	6.398.170	5.238.442	179.836	186.436	847.219	682.333	-	-	1.483.433	1.348.369	-	-	8.908.658	7.455.580
Activos por impuestos corrientes, corrientes	1.969.303	1.826.355	52.990	71.694	232.540	2.935	197.485	91.647	879.417	515.966	-	-	3.331.735	2.508.597
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.	85.326.958	132.628.997	4.043.827	3.138.162	17.104.745	7.518.333	10.128.792	10.305.074	19.620.370	15.721.606	(41.462.892)	(40.927.907)	94.761.800	128.384.265
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	85.326.958	132.628.997	4.043.827	3.138.162	17.104.745	7.518.333	10.128.792	10.305.074	19.620.370	15.721.606	(41.462.892)	(40.927.907)	94.761.800	128.384.265
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	7.618.239	7.704.170	-	-	520.085	-	-	-	8.138.324	7.704.170
Otros activos no financieros no corrientes	507	507	-	-	59.429	59.430	69.890	63.942	1.059	1.059	-	-	130.885	124.938
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10.485.632	11.730.444	93.597	159.378	71.033	153.088	-	-	95.021	151.232	-	-	10.745.283	12.194.142
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	178.344.992	161.770.666	-	-	-	-	-	-	-	-	(178.344.992)	(161.540.259)	-	230.407
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.523.489	4.858.241	24.857	25.290	19.163.703	19.164.136	-	-	34.811	35.244	-	-	23.746.860	24.082.911
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	137.329.206	134.981.434	15.753.144	15.575.575	126.270.078	109.136.336	-	-	56.513.319	57.093.397	-	-	335.865.747	316.786.742
Activos por impuestos diferidos	3.406.284	4.514.557	88.693	94.132	3.108.238	3.065.749	39.324	69.282	129.024	149.704	-	-	6.771.563	7.893.424
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	508.506.116	492.271.855	15.960.291	15.854.375	156.290.720	139.282.909	109.214	133.224	57.293.319	57.430.636	(178.344.992)	(161.540.259)	559.814.668	543.432.740
TOTAL ACTIVOS	593.833.074	624.900.852	20.004.118	18.992.537	173.395.465	146.801.242	10.238.006	10.438.298	76.913.689	73.152.242	(219.807.884)	(202.468.166)	654.576.468	671.817.005

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES														
Otros pasivos financieros corrientes	8.286.789	77.990.633	-	-	-	9.108.522	-	-	-	-	-	-	8.286.789	87.099.155
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21.990.796	17.495.342	1.180.782	1.234.818	4.580.489	2.498.047	1.431.200	1.123.737	1.997.301	1.864.645	-	-	31.180.568	24.216.589
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	41.179.726	21.638.527	1.020.515	1.222.442	53.396.079	33.112.571	554.354	2.130.425	1.564.179	987.117	(41.462.892)	(40.927.907)	56.251.961	18.163.175
Otras provisiones corrientes	193.089	293.609	24.904	21.951	234.515	263.751	69.822	92.756	16.778	43.160	-	-	539.108	715.227
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	1.051.243	1.092.891	321.269	399.283	2.655.373	497.713	23	46	138.618	250.770	-	-	4.166.526	2.240.703
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	3.120.072	2.510.906	89.329	87.496	490.771	364.090	-	-	378.693	420.848	-	-	4.078.865	3.383.340
Otros pasivos no financieros corrientes	16.789.064	9.391.959	459.390	448.726	668.812	767.146	-	-	448.621	652.739	-	-	18.365.887	11.260.570
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	92.610.779	130.413.867	3.096.189	3.414.716	62.026.039	46.611.840	2.055.399	3.346.964	4.544.190	4.219.279	(41.462.892)	(40.927.907)	122.869.704	147.078.759
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	92.610.779	130.413.867	3.096.189	3.414.716	62.026.039	46.611.840	2.055.399	3.346.964	4.544.190	4.219.279	(41.462.892)	(40.927.907)	122.869.704	147.078.759
PASIVOS NO CORRIENTES														
Otros pasivos financieros no corrientes	112.127.873	116.812.093	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	112.127.873	116.812.093
Pasivo por impuestos diferidos	138.397	131.795	941.429	919.076	7.291.349	7.425.262	-	1.046	4.745.592	4.721.045	-	-	13.116.767	13.198.224
Otros pasivos no financieros no corrientes	1.805.447	13.287	364	364	11.668.624	11.726.324	-	-	22.244	21.210	-	-	13.496.679	11.761.185
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	3.152.693	2.653.920	50.126	48.834	372.402	322.801	-	-	294.494	260.934	-	-	3.869.715	3.286.489
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	117.224.410	119.611.095	991.919	968.274	19.332.375	19.474.387	-	1.046	5.062.330	5.003.189	-	-	142.611.034	145.057.991
PATRIMONIO														
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	383.997.885	374.875.890	15.916.010	14.609.547	92.037.051	80.715.015	8.182.607	7.090.288	67.307.169	63.929.774	(183.442.837)	(166.344.624)	383.997.885	374.875.890
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.097.845	4.804.365	5.097.845	4.804.365
TOTAL PATRIMONIO	383.997.885	374.875.890	15.916.010	14.609.547	92.037.051	80.715.015	8.182.607	7.090.288	67.307.169	63.929.774	(178.344.992)	(161.540.259)	389.095.730	379.680.255
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	593.833.074	624.900.852	20.004.118	18.992.537	173.395.465	146.801.242	10.238.006	10.438.298	76.913.689	73.152.242	(219.807.884)	(202.468.166)	654.576.468	671.817.005

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	162.248.053	151.387.700	12.348.670	10.954.837	23.283.611	16.087.999	26.211.335	26.275.142	17.914.883	16.235.586	-	(55.429)	242.006.552	220.885.835
Otros ingresos	16.432.804	19.524.305	835.072	510.092	1.346.347	1.384.499	286.059	135.640	1.078.221	1.165.271	-	-	19.978.503	22.719.807
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(124.687.957)	(120.980.066)	(8.623.928)	(7.532.844)	(552.252)	(233.378)	(25.326.140)	(24.153.122)	(6.516.312)	(6.462.705)	-	55.429	(165.706.589)	(159.306.686)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(9.676.045)	(8.448.092)	(378.381)	(341.029)	(1.376.282)	(1.150.279)	-	-	(1.530.601)	(1.539.968)	-	-	(12.961.309)	(11.479.368)
Gasto por Depreciación y Amortización	(7.345.403)	(6.631.230)	(610.537)	(556.525)	(2.995.825)	(2.571.901)	-	-	(2.060.353)	(1.935.461)	-	-	(13.012.118)	(11.695.117)
Otros Gastos por Naturaleza	(20.608.147)	(20.877.911)	(1.336.643)	(1.244.543)	(3.104.765)	(2.424.462)	(73.540)	(94.278)	(3.724.650)	(3.423.625)	-	-	(28.847.745)	(28.064.819)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(16.964)	128.845	(2.383)	(3.902)	(1.580)	(18.189)	-	-	(7.440)	7.418	-	-	(28.367)	114.172
Ingresos Financieros	2.136.590	1.993.004	32.727	20.122	410.719	295.237	493.397	717.881	610.526	636.897	(2.214.841)	(2.544.781)	1.469.118	1.118.360
Costos Financieros	(6.955.322)	(7.007.685)	(161)	(9.054)	(1.617.736)	(1.191.963)	(47)	(109)	(1.441)	(1.598)	2.214.841	2.544.781	(6.359.866)	(5.665.628)
Participación en la ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	19.237.866	15.308.260	-	-	-	-	-	-	-	-	(19.592.597)	(15.328.297)	(354.731)	(20.037)
Diferencias de Cambio	58.729	238.564	599	-	10.120	3.153	(726.404)	578.655	2.602	(3.089)	-	-	(654.354)	817.283
Resultados por Unidades de Reajuste	(2.196.143)	(2.865.155)	5.744	4.538	171.573	145.749	6.992	7.355	20.724	29.470	-	-	(1.991.110)	(2.678.043)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	28.628.061	21.770.539	2.270.779	1.801.692	15.573.930	10.326.465	871.652	3.467.164	5.786.159	4.708.196	(19.592.597)	(15.328.297)	33.537.984	26.745.759
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(1.659.425)	(835.090)	(407.056)	(439.374)	(2.863.334)	(2.333.838)	(277.671)	(537.722)	(962.493)	(1.391.118)	-	-	(6.169.979)	(5.537.142)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas	26.968.636	20.935.449	1.863.723	1.362.318	12.710.596	7.992.627	593.981	2.929.442	4.823.666	3.317.078	(19.592.597)	(15.328.297)	27.368.005	21.208.617
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	26.968.636	20.935.449	1.863.723	1.362.318	12.710.596	7.992.627	593.981	2.929.442	4.823.666	3.317.078	(19.592.597)	(15.328.297)	27.368.005	21.208.617

29 Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2014 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

30 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	-	2.027
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	1.416	561
Saesa	Gestión de residuos	Costo	395	497
Saesa	Reforestaciones	Inversión	16.991	45.330
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	392	550
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	5.852	4.607
STS	Asesorías medioambientales	Costo	1.627	2.620
STS	Gestión de residuos	Costo	1.730	304
STS	Reforestaciones	Inversión	72.310	5.379
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	41	50
STS	Proyectos de inversión	Inversión	100.447	65.808
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	154	264
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	7.115	9.310
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	-	902
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	12.544	37.151
Totales			221.014	175.360

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 2013 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha Liberación de Garantía					
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total	2014 (M\$)	2015 (M\$)	2016 (M\$)	2017(M\$)	2018 (M\$)	2019 (M\$)
Director de Vialidad Región de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	378.091	71.648	306.444	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	11.167.507	832.026	3.539.285	6.796.196	-	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.443.913	166.465	1.376.927	900.521	-	-	-
Municipalidad de Coyhaique	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	10.000	10.000	-	-	-	-	-
Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	108.166	108.166	-	-	-	-	-
Municipalidad de Purranque	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	923	923	-	-	-	-	-
Municipalidad de San Juan de la Costa	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	800	800	-	-	-	-	-
Serviu Región de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	308.371	308.371	-	-	-	-	-
Director de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	231.199	169.662	61.537	-	-	-	-
Director de Vialidad Región de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.196	4.196	-	-	-	-	-
Director de Vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	50.582	50.582	-	-	-	-	-
Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	308.117	308.117	-	-	-	-	-
Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	150.761	-	75.381	75.381	-	-	-
Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	22.564	22.564	-	-	-	-	-
Serviu Chile	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.240	1.828	1.413	-	-	-	-
Serviu Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	775	582	193	-	-	-	-
Serviu Región de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.650	1.650	-	-	-	-	-
Chilquinta Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	6.112.046	2.616.422	-	-	-	1.567.734	1.927.890
Director de Vialidad	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	59.439	40.792	18.648	-	-	-	-
Director de Vialidad Región de Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	6.993	6.993	-	-	-	-	-
Serviu Undecima Region Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	373	373	-	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	151.035	-	151.035	-	-	-	-
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	45.221	45.221	-	-	-	-	-
Director de Vialidad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	29.836	29.836	-	-	-	-	-
Totales					21.595.798	4.797.214	5.530.862	7.772.098	-	1.567.734	1.927.890

Saesa mantiene boletas de garantía con Chilquinta Energía (CHE), en el marco de la adjudicación de proyectos de transmisión troncal; Nueva Línea 2x220 KV Cardones-Diego de Almagro y Nueva Línea 2x220 KV Ciruelos-Pichirropulli. La relacionada Eletrans debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias de fiel cumplimiento y para garantizar la ejecución del proyecto y el pago de multas. Estas últimas boletas fueron obtenidas por Eletrans con la garantía de CHE.

Para proteger su posición de garante único, CHE solicitó a Saesa dos boletas de garantía (por cada concepto) cada una por el 50% del valor de las boletas garantizadas por CHE a Eletrans S.A. Estas boletas podrían ser cobradas por CHE, según monto y responsabilidad de la siguiente manera:

- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans recae sólo en el accionista Saesa (se cobran las dos boletas que totalizan el 100% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans es compartida por los accionistas CHE y Saesa (se cobra una boleta, es decir el 50% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans recae sólo en esa empresa, no se cobran las boletas de garantía.

Durante el año 2013 en el marco de la presentación a la propuesta de los proyectos Nueva Línea 1x 220 KV A. Melipilla – Rapel y Nueva Línea 2x220 KV Lo Aguirre – A. Melipilla el Consorcio conformado por Saesa y Chilquinta debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias por seriedad de la propuesta y para constitución S.A. abierta de giro exclusivo transmisión (Eletrans II S.A.).

Estas últimas boletas fueron obtenidas por CHE y para proteger su posición, CHE solicitó a Saesa dos boletas de garantía (por cada concepto) cada una por el 50% del valor de las boletas emitidas por CHE. Estas boletas podrían ser cobradas por CHE, según monto y responsabilidad de la siguiente manera:

- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans II recae sólo en el accionista Saesa (se cobran las dos boletas que totalizan el 100% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans II es compartida por los accionistas CHE y Saesa (se cobra una boleta, es decir el 50% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans II recae sólo en esa empresa, no se cobran las boletas de garantía.

Tal como se aprecia, el monto total garantizado por este concepto alcanza a M\$6.112.046 al 31.12.13.

32 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2013 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\$7.167.401.

33 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/12/2013											
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\$	RESULTADO INTEGRAL TOTAL M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	17.104.745	156.290.720	62.026.039	19.332.375	23.283.611	12.710.596	12.741.382
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	19.620.370	57.293.319	4.544.190	5.062.330	17.914.883	4.823.666	4.824.495
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	4.043.827	15.960.291	3.096.189	991.919	12.348.670	1.863.723	1.865.580
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.128.792	109.214	2.055.399	-	26.211.335	593.981	1.285.370

31/12/2012											
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$	RESULTADO INTEGRAL TOTAL M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	7.518.333	139.282.909	46.611.840	19.474.387	16.087.999	7.992.627	7.953.575
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	15.721.606	57.430.636	4.219.279	5.003.189	16.235.586	3.317.078	3.312.765
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.138.162	15.854.375	3.414.716	968.274	10.954.837	1.362.318	1.360.058
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.305.074	133.224	3.346.964	1.046	26.275.142	2.929.442	2.101.343

34 Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos

Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), son accionistas de las sociedades denominadas ELETRANS S.A. y ELETRANS II S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Esta relación fue definida por la Sociedad como negocio conjunto por la existencia de un acuerdo de control conjunto.

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans S.A. (moneda funcional dólar) al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

ACTIVOS	31/12/2013 MUSD	31/12/2012 MUSD	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	11.095,70	232,85	5.820.915	111.759
ACTIVOS NO CORRIENTES	11.147,99	748,60	5.848.347	359.298
TOTAL ACTIVOS	22.243,69	981,45	11.669.262	471.057
PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2013 MUSD	31/12/2012 MUSD	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES	240,65	21,34	126.247	10.242
PASIVOS NO CORRIENTES	28.185,92	-	14.786.616	-
PATRIMONIO	(6.182,88)	960,11	(3.243.601)	460.815
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	22.243,69	981,45	11.669.262	471.057
Estado de Resultados Integrales	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2012 al 31/12/2012 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$
Ganancia (pérdida)				
Otros ingresos	0,85	-	403	-
Otros gastos, por naturaleza	(295,78)	(106,05)	(146.560)	(50.899)
Ingresos financieros	123,94	-	63.677	-
Costos financieros	(398,35)	-	(200.053)	-
Diferencias de cambio	(1.053,66)	1,68	(538.424)	806
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(1.623,00)	(104,37)	(820.957)	(50.093)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	325,27	20,87	164.618	10.017
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(1.297,73)	(83,50)	(656.339)	(40.076)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
Ganancia (pérdida)	(1.297,73)	(83,50)	(656.339)	(40.076)
Estado del Resultado Integral	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2012 al 31/12/2012 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$
Ganancia (Pérdida)	(1.297,73)	(83,50)	(656.339)	(40.076)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	(7.306,59)	-	(3.833.110)	-
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(7.306,59)	-	(3.833.110)	-
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	1.461,32	-	766.622	-
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	1.461,32	-	766.622	-
Otro Resultado Integral	(5.845,27)	-	(3.066.488)	-
Resultado Integral Total	(7.143,00)	(83,50)	(3.722.827)	(40.076)

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad registra un activo neto negativo en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$1.621.801 (M\$230.407 en 2012 presentado en activos no corrientes).

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans II S.A. (moneda funcional dólar) al 31 de diciembre de 2013:

ACTIVOS	31/12/2013 MUSD	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	3.902,61	2.047.348
ACTIVOS NO CORRIENTES	3.665,40	1.922.905
TOTAL ACTIVOS	7.568,01	3.970.253

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2013 MUSD	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES	7.493,15	3.930.981
PASIVOS NO CORRIENTES	714,80	374.991
PATRIMONIO	(639,94)	(335.719)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	7.568,01	3.970.253

Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Otros ingresos	-	-
Otros gastos, por naturaleza	(8,83)	(4.646,32)
Ingresos financieros	36,84	18.956
Costos financieros	(100,20)	(51.457)
Diferencias de cambio	(54,36)	(29.257)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(126,55)	(66.405)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	25,31	13.281
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(101,24)	(53.124)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		
Ganancia (pérdida)	(101,24)	(53.124)

Estado del Resultado Integral	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Ganancia (Pérdida)	(101,24)	(53.124)
Otro resultado integral		
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	(698,38)	(366.375)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(698,38)	(366.375)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	139,68	73.275
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo	139,68	73.275
Otro Resultado Integral	(558,70)	(293.100)
Resultado Integral Total	(659,94)	(346.224)

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad registra un activo neto negativo en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$167.860.

35 Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2012	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2012
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	USD	0,96%	-	12.161.875	12.161.875	-	-	-	-
Chile	USD	0,85%	-	9.145.533	9.145.533	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,10%	6.031.200	-	6.031.200	-	-	-	-
Totales			6.031.200	21.307.408	27.338.608	-	-	-	-

- 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			
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2012	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	-	12.161.875	12.161.875	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,85%	0,85%	-	9.145.533	9.145.533	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BBVA	PESOS	6,10%	6,10%	6.031.200	-	6.031.200	-	-	-
Totales						6.031.200	21.307.408	27.338.608	-	-	-

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2013	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2013
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	3,00%	2.289.534	2.260.608	4.550.142	12.956.269	8.059.071	-	21.015.340
Chile	UF	3,60%	415.866	415.866	831.732	2.495.172	1.663.440	29.755.446	33.914.058
Chile	UF	3,75%	-	2.165.120	2.165.120	6.495.358	4.330.240	77.218.754	88.044.352
Chile	UF	3,30%	-	4.073.345	4.073.345	11.527.743	3.611.816	-	15.139.559
Totales			2.705.400	8.914.939	11.620.339	33.474.542	17.664.567	106.974.200	158.113.309

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2012	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2012
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	5,25%	79.677.398	-	79.677.398	-	-	-	-
Chile	UF	3,00%	340.076	340.076	680.152	13.035.764	12.015.514	-	25.051.278
Chile	UF	3,60%	407.502	407.502	815.004	2.444.988	1.629.984	29.971.998	34.046.970
Chile	UF	3,75%	-	2.121.609	2.121.609	6.364.849	4.243.217	77.787.669	88.395.735
Chile	UF	3,48%	-	4.090.093	4.090.093	11.606.299	7.184.215	-	18.790.514
Totales			80.424.976	6.959.280	87.384.256	33.451.900	25.072.930	107.759.667	166.284.497

- Individualización de Bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente			
								Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2013	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2013
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN°664	Chile	UF	3,45%	3,00%	2.289.534	2.260.608	4.550.142	12.956.269	8.059.071	-	21.015.340
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JIN°665	Chile	UF	3,87%	3,60%	415.866	415.866	831.732	2.495.172	1.663.440	29.755.446	33.914.058
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LIN°397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.165.120	2.165.120	6.495.358	4.330.240	77.218.754	88.044.352
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GIN°301	Chile	UF	3,67%	3,30%	-	4.073.345	4.073.345	11.527.743	3.611.816	-	15.139.559
Totales								2.705.400	8.914.939	11.620.339	33.474.542	17.664.567	106.974.200	158.113.309

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente			
								Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2012	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2012
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE FIN°398	Chile	UF	5,25%	5,25%	79.677.398	-	79.677.398	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN°664	Chile	UF	3,45%	3,00%	340.076	340.076	680.152	13.035.764	12.015.514	-	25.051.278
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JIN°665	Chile	UF	3,87%	3,60%	407.502	407.502	815.004	2.444.988	1.629.984	29.971.998	34.046.970
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LIN°397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.121.609	2.121.609	6.364.849	4.243.217	77.787.669	88.395.735
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GIN°301	Chile	UF	4,20%	3,48%	-	4.090.093	4.090.093	11.606.299	7.184.215	-	18.790.514
Totales								80.424.976	6.959.280	87.384.256	33.451.900	25.072.930	107.759.667	166.284.497

36 Moneda Extranjera

ACTIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	2.052.982	1.237.519
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	2.168.706	2.107.585
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	Peso chileno	Dólar	1.329.646	2.266.130
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	6.548.679	6.709.778
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	197.485	91.647
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES				12.297.498	12.412.659
ACTIVOS NO CORRIENTE					
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	10.257.199	10.320.259
	Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación	Dólar	Peso chileno	-	230.407
(*)	Activos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	39.324	69.282
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES				10.296.523	10.619.948
TOTAL ACTIVOS				22.594.021	23.032.607
PASIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros Corrientes (partida con cobertura USD a CLP, ver nota 16.2.7)	Dólar	Peso chileno	-	21.213.099
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	8.286.789	59.631.584
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	1.431.200	1.123.737
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	472.003	1.223.582
(**)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	82.351	906.843
(*)	Otras Provisiones Corrientes	Peso chileno	Dólar	69.822	92.756
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	23	46
	Otros Pasivos no financieros corrientes	Dólar	Peso chileno	1.789.661	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES				12.131.849	84.191.647
PASIVOS NO CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros no Corriente	U.F.	Peso chileno	112.127.873	116.812.093
(*)	Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	0	1.046
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES				112.127.873	116.813.139
TOTAL PASIVOS				124.259.722	201.004.786

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

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

Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Al 31 de diciembre de 2013

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-13 MM\$	Dic-12 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos Corrientes	94.762	128.384	(33.622)	(26%)
Activos No Corrientes	559.815	543.433	16.382	3%
Total Activos	654.577	671.817	(17.240)	(3%)
Pasivos Corrientes	122.870	147.079	(24.209)	(16%)
Pasivos No Corrientes	142.611	145.058	(2.447)	(2%)
Patrimonio	389.096	379.680	9.416	2%
Total Pasivos y Patrimonio	654.577	671.817	(17.240)	(3%)

1) Activos

Este rubro presenta una disminución de MM\$17.240 respecto de diciembre de 2012, explicado principalmente por una disminución en los Activos Corrientes de MM\$33.622, compensado parcialmente con un aumento en los Activos No Corrientes de MM\$16.382.

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

- a) Disminución del Efectivo y Equivalente al Efectivo de MM\$46.492, debido a amortizaciones de deuda financiera. Compensado parcialmente con mayores ingresos operacionales netos.
- b) Aumento en Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas Por Cobrar (MM\$9.950), debido a:
 - Incremento en las tarifas de Distribución¹, mayor precio de compra de energía (MM\$5.570) y mayor venta física de energía.
 - Aumento de precio en las nuevas tarifas de Subtransmisión², correspondientes al periodo 2011-2013 (MM\$6.079).

¹ Ver explicación, en nota 3 (pág. 7)

² Ver explicación, en nota 4 (pág. 8)

- c) Aumento en Inventarios (MM\$1.453), destinado a la ejecución de obras propias, FNDR y de terceros.
- d) Aumento en Activos por Impuestos Corrientes (MM\$823), principalmente en la filial Edelayen, relacionado al crédito sobre las inversiones en zonas extremas (crédito Ley Austral).

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

- a) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo (MM\$19.079) debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente con la depreciación de Propiedades, planta y equipo.

Compensado parcialmente por:

- a) Disminución en Cuentas por Cobrar (MM\$1.448), por traspaso de la porción de corto plazo de créditos al Activo Corriente, asociado principalmente a financiamiento por Alumbrado Público de municipalidades.
- b) Disminución en Activos por Impuestos Diferidos (MM\$1.121) debido a diferencias temporales que afectan a Propiedades, planta y equipo, por diferencias entre depreciación financiera y tributaria.

2) Pasivos

Los pasivos disminuyen en MM\$26.656 respecto de diciembre de 2012, explicado por una disminución en los Pasivos Corrientes de MM\$24.209 y en los Pasivos No Corrientes (MM\$2.447).

La disminución de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por:

- a) Disminución de Otros Pasivos Financieros Corrientes (MM\$78.812), producto del rescate anticipado de los Bonos Serie F en Saesa, el que fuera financiado con la colocación de la serie L en diciembre 2012 (reflejado completamente en Otros Pasivos Financieros Corrientes ese año). Adicionalmente, se cancelaron créditos de corto plazo otorgados por entidades Financieras.
- b) Aumento en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM\$6.964, debido a una mayor compra de energía y pago de peajes, (estimaciones de precios de compra aún no liquidadas por atraso en publicación de decretos).

- c) Aumento en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM\$38.089), por mayor préstamos recibidos de Matrices (Inversiones Eléctricas del Sur S.A. e Inversiones Grupo Saesa Ltda.).
- d) Aumento de Pasivos por Impuestos Corrientes (MM\$1.928), principalmente por provisión de impuesto a la renta año tributario 2013 en la filial STS, por mejores resultados.
- e) Aumento en Otros Pasivos No Financieros (MM\$7.105), principalmente por mayores aportes de subsidios FNDR y de terceros, para construcción de obras.

Por otro lado, la disminución de los Pasivos No Corrientes, se explica por:

- a) Disminución en Otros Pasivos Financieros No Corrientes (MM\$4.684), producto principalmente del traspaso al Corriente de cuota de capital de los Bonos Serie I y G.

Lo anterior, compensado parcialmente con un aumento en:

- a) Otros Pasivos No Financieros No Corrientes (MM\$1.735), producto de el reconocimiento del patrimonio negativo de Eletrans S.A. (negocio conjunto con Chilquinta, empresa, esta última, que no pertenece al Grupo empresarial Saesa). Este valor está asociado a una cobertura de flujo de caja, tomado con el fin de proteger a Eletrans S.A. (moneda funcional dólar) de la variación del peso, respecto del tipo de cambio.
- b) Provisiones No Corrientes por Beneficio a los Empleados (MM\$583), por incremento en Provisión de Indemnización por Años de Servicios (IAS).

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$9.416 respecto de diciembre de 2012, principalmente por el resultado del periodo (MM\$27.368), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo (MM\$8.091), pago de dividendos del periodo neto de provisión de diciembre 2012 (MM\$8.729) y derivado de flujo de caja perteneciente a Eletrans (MM\$1.025).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-13	Dic-12	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,8	0,9	(11,6%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,7	0,8	(15,0%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,7	0,8	-11,3%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	8,6	7,9	8,5%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	46,3%	50,3%	(8,1%)
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	53,7%	49,7%	8,2%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	36.623	36.379	0,7%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	4,5	4,5	(0,7%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	82	81	1,0%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	69,9	62,8	11,3%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	54.469	44.711	21,8%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	7,12%	5,59%	27,4%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	4,13%	3,29%	25,4%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	12,70%	10,85%	17,1%
	Utilidad por acción (14)	\$	0,0030	0,0023	29,0%

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(2) Razón Ácida:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(3) Deuda / Patrimonio:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Total Patrimonio}}$$

(4) Cobertura Gastos Financieros:

$$= \frac{\text{Resultado Bruto de Explotación*}}{\text{Costos Financieros}}$$

* Corresponde al presentado, en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este Análisis Razonado.

(5) Deuda CP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(6) Deuda LP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(7) Rotación de Inventarios:

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

**Considera inversiones propias e inversiones con subsidios. En el 2013 la Sociedad y sus filiales consideran MM\$7.171 de inversiones con subsidios, mientras que en el 2012 sólo MM\$351.

(8) Permanencia de Inventarios:

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

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

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

(10) Ebitda (12 meses móviles):

= Corresponde al Resultado Bruto de Explotación (presentado en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida), de este Análisis Razonado) de 12 meses móviles.

(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

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

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

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

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(14) Utilidad por acción:

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

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-13 MM\$	Dic-12 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	261.985	243.606	18.379	8%
Materias primas y consumibles utilizados	(165.707)	(159.307)	(6.400)	4%
Margen de contribución	96.278	84.299	11.979	14,2%
Gasto por Beneficio a los Empleados	(12.961)	(11.479)	(1.482)	13%
Otros gastos por naturaleza	(28.848)	(28.065)	(783)	3%
Resultado bruto de explotación	54.469	44.755	9.714	21,7%
Gasto por Depreciación y Amortización	(13.012)	(11.695)	(1.317)	11%
Resultado de explotación	41.457	33.060	8.397	25,4%
Resultado Financiero	(7.536)	(6.408)	(1.128)	18%
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	(355)	(20)	(335)	100%
Otras Ganancias (Pérdidas)	(28)	114	(142)	(125%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	33.538	26.746	6.792	25%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(6.170)	(5.537)	(633)	11%
Ganancia (Pérdida)	27.368	21.209	6.159	29%
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	26.969	20.935	6.034	29%
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	399	273	126	46%

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del periodo anterior, en MM\$8.397, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de Contribución por MM\$11.979 debido a:

- Mayor margen de distribución de MM\$7.275 por incremento en tarifas de distribución³ (que incluyen la reliquidación por nuevas tarifas periodo Nov-Dic 2012), disminución en pérdidas de energía e incremento en las ventas físicas (6,6%).

³ Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016.

- Mayores ingresos de Subtransmisión de MM\$6.919, principalmente por entrada en vigencia de nuevas tarifas de Subtransmisión⁴ y puesta en servicio de obras destinadas a evacuación de energía de centrales de generación pequeñas.
- b) Mayores Gastos del Personal por MM\$1.482, principalmente por mayores bonos generales por obtención de resultados e incremento nominal de remuneraciones.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$1.128 con respecto al ejercicio anterior, principalmente por:

- a) Mayor Costo Financiero (MM\$694), principalmente por mayor deuda promedio.
- b) Variación negativa por Diferencias de Cambio (MM\$1.471), debido a la corrección de las cuentas monetarias de la filial SGA, que tiene moneda funcional dólar.

Compensado parcialmente por:

- a) Aumento de los Resultados (menor pérdida) por Unidades de Reajuste (MM\$687) originado por la variación del valor de la UF en el periodo enero-diciembre 2013 (2,1%) versus periodo enero-diciembre 2012 (2,4%).
- b) Mayores Ingresos Financieros (MM\$351), producto de inversiones financieras efectuadas por una mayor disponibilidad de Efectivo y Equivalentes al efectivo durante el ejercicio 2013.

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

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2013 obtuvo utilidades por MM\$27.368, lo que implicó un aumento de MM\$6.159 respecto de diciembre 2012.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Dic-13 MM\$	Dic-12 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	57.622	46.284	11.338	24%
de la Inversión	(42.255)	(41.965)	(290)	1%
de Financiación	(61.849)	37.790	(99.639)	(264%)
Flujo neto del período	(46.482)	42.109	(88.591)	(210%)
Variación en la tasa de cambio	(10)	(4)	(6)	150%
Incremento (disminución)	(46.492)	42.105	(88.597)	(210%)
Saldo Inicial	66.279	24.174	42.105	174%
Saldo Final	19.787	66.279	(46.492)	(70%)

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$19.787, mayor en un 70% respecto del ejercicio 2012.

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

- 1) Mayor flujo positivo de efectivo en actividades de Operación, principalmente por menores desembolsos de efectivo en pagos de proveedores, compensado parcialmente con un mayor pago de impuesto a las ganancias en el periodo 2013.
- 2) Mayor flujo negativo de efectivo en actividades de Financiación, principalmente por el rescate anticipado de los Bonos Serie F en Saesa y pago de préstamos a entidades financieras de la Sociedad Saesa y la filial STS.

IV. Mercados en que participa.

Saesa es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Opera principalmente en la Región de Los Ríos y la Región de Los Lagos, abasteciendo a más del 95% de la demanda de estas regiones, junto a su filial Luz Osorno.

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

Saesa también está presente en el negocio de transmisión y subtransmisión, a través de la filial STS.

Por otra parte, la filial SGA comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC parte de la energía generada por la empresa relacionada Sagesa.

V. Principales Riesgos.

1) Riesgos de Negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelayesen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

1.1) Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

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

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

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

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como "Ley de Concesiones" el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas; la "Ley de Carretera Eléctrica", que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros. Por otra parte, durante el mes de octubre de 2013 fue promulgada la Ley 20.698 que modifica la Ley 20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

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

b) Fijación de tarifas de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones impulsadas por las empresas distribuidoras de energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la relacionada SAGESA S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot. La energía que comercializa SGA por su parte viene principalmente de la relacionada SAGESA y otra parte de otros generadores del sistema.

Al entregar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, la filial SGA vende toda de su energía a precios spot y establece contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente.

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Las nuevas tarifas de la

Sociedad y sus filiales de distribución implicaron un aumento de sus ingresos para 2013 (respecto de las tarifas de 2012).

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 Edelayen, 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.

Respecto de la fijación de tarifa de la Servicios Asociados (SSAA), que se realiza cada cuatro años, este proceso aún está en curso. En efecto, en marzo 2013 se presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Los dictámenes respectivos se emitieron en el mes de mayo. No obstante lo anterior, algunas empresas distribuidoras presentaron recursos de protección respecto de los dictámenes antes mencionados, los que fueron desestimados con fecha 31 de diciembre de 2013. Se espera que durante el primer trimestre del 2014 se publique el mencionado decreto, sujeto a los plazos de toma de razón en la Contraloría General de la República y una vez resueltos los nuevos recursos presentados por empresas distribuidoras tanto a la misma Contraloría como ante la Corte Suprema.

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014), con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se vio retrasado respecto de su programación original por propia iniciativa de la Autoridad administrativa (CNE),

quien en la etapa de entrega extendió el plazo para aumentar el desarrollo del estudio y posteriormente, en la etapa de revisión, para efectuar análisis más detallados de los estudios presentados, y para la elaboración del Informe Técnico con los cambios realizados por la Autoridad. Asimismo, el Panel de Expertos extendió en su momento el plazo de análisis de las discrepancias presentadas por las empresas al Informe Técnico de la CNE y la publicación de su respectivo Dictamen, comunicado a las empresas a principios de Agosto de 2011.

Adicionalmente, considerando el retraso sufrido en la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) ha llevado a que el decreto fuera publicado el 9 de abril de 2013 dando por concluido este proceso tarifario y con ello, se aplicaran de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE ha comenzado la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante).

A través de su Resolución Exenta N°754/2013 del 29 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. En respuesta a las observaciones planteadas, con fecha 8 de enero de 2014, la CNE emitió su RE N° 06/2014, mediante las cuales estableció las Bases definitivas del Estudio, en las cuales se mantuvieron aspectos no consensuados entre la Autoridad y los Subtransmisores, razón por la cual estos últimos recurrieron al Honorable Panel de Expertos para dirimir estas diferencias.

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

e) Contratos de suministro

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

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

Sin embargo, en virtud del complejo escenario financiero del año 2011 de la empresa Campanario S.A. y que finalmente terminó en su incumplimiento del contrato de suministro, que representaba aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de las empresas distribuidoras Saesa, su filial Luz Osorno, además de la relacionada Frontel, la SEC emitió su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

Así, la declaratoria de quiebra posterior de Campanario en Septiembre de 2011, o de cualquier otra empresa generadora adjudicataria de contratos licitados de suministro de potencia y energía no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debiéndose pagar los mismos precios establecidos en el respectivo contrato de suministro, por lo que sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

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

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de Campanario, los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se fijó para Agosto de 2014.

f) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que un año muy seco podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

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

2) Riesgos Financieros

Los flujos de la Sociedad y sus filiales, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

2.1) Riesgos Tipo de Cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso, realizan limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes en la Sociedad y sus filiales.

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad y sus filiales es menor.

La filial SGA tiene como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representa esta sociedad como parte de los flujos consolidados de Saesa son de un 3,2%. Las variaciones de patrimonio que pueda tener esta sociedad por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2013, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$153.893 (negativo), de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

2.2) Riesgo Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 75% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

El 100% de la deuda financiera está estructurada en UF, que según lo indicado es consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el periodo de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la Sociedad de M\$625.562.

2.3) Riesgo Tasa de Interés

En la actualidad el 86% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de M\$ 174.822 durante el periodo. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija, protegida y variable, es la siguiente:

	31/12/2013	31/12/2012
Tasa Interés Variable	14%	10%
Tasa Interés Protegida	0%	3%
Tasa Interés Fija	86%	87%

2.4) Riesgo de Liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra en un 100% estructurada a largo plazo, mediante bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con las matrices (Eléctricas y Grupo Saesa) y la relacionada (Frontel). Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas; las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas de la Grupo.

Saesa y sus filiales, en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la sociedad Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

2.5) Riesgo de Crédito

La Sociedad y sus filiales tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago; esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

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

El riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	34%	66%
271 a 360	66%	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.

ANEXO COMPLEMENTARIO

REPORTE ANUAL

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.

El presente Anexo Complementario al Reporte Anual de la Sociedad, contiene las modificaciones y complementos solicitados por la Superintendencia de Valores y Seguros en Oficio Ordinario N° 23451, emitido con fecha 30 de agosto de 2014, en el que se efectuaron observaciones al Reporte Anual (en adelante el “Oficio”).

1. En respuesta al N° 2 del Oficio, se incluye en la Estructura de Propiedad de la página 9 la siguiente frase:

“Los accionistas de las sociedades Cóndor Holding SpA y AndesCan SpA son sociedades extranjeras que tienen relación con fondos de inversión, por lo que no es posible identificar a las personas naturales que están detrás de las mismas.”

2. En respuesta al N° 4 del Oficio, se incluye en la Administración de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales la siguiente frase:

“Los miembros del Directorio, el Gerente General y el Comité Ejecutivo, desempeñan los mismos cargos y funciones para todas las empresas filiales, relacionadas y coligadas.”

3. En respuesta al número 1 del Oficio, el ítem Propiedades e Instalaciones de la página 32, se reemplaza por lo siguiente:

A continuación se indican las principales propiedades de la Sociedad, de las cuales es titular del dominio y no se encuentran bajo leasing financiero u operativo:

Empresa	Principales propiedades	Ubicación	Capacidad Instalada
Saesa	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé	155 km líneas AT
			11.536 km líneas MT
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente	8.788 km líneas BT
			472 MVA (MT/BT)
STS	Subestación Barro Blanco	Osorno	3.728 km líneas MT
	Subestación Cholguán	Cholguán	653 km líneas BT
	Subestacion Degan	Cruce Dalcahue, Chiloé	58 MVA (MT/BT)
	Subestación La unión	La Unión	30MVA
	Subestacion Los Lagos	Los Lagos	50 MVA
	Subestacion Melipulli	Puerto Montt	40 MVA
	Subestacion Picarte	Valdivia	42 MVA
	Subetacion Valdivia	Valdivia	16 MVA
	Subestacion Osorno	Osorno	240 MVA
	Otras Subestaciones	Distintas localidades entre las Provincias de Ñuble y Chiloé	60 MVA
Edelaysen	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	120 MVA
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	70 MVA
	Central Monreal	Coyhaique	35 MVA
	Otras Centrales	Coyhaique	35 MVA

4. En respuesta al N° 3 del Oficio, el cuadro respecto a las remuneraciones de los Ejecutivos Principales de la página 41, se reemplaza por el siguiente:

M\$	Año 2013				Año 2012
	Saesa	STS	Edelaysen	Total	
Remuneraciones totales	2.060.743	20.744	52.119	2.133.606	1.843.043
Bonos e incentivos	1.036.121	13.012	21.036	1.070.169	933.520
Totales	3.096.864	33.756	73.155	3.203.775	2.776.563

Declaración de Responsabilidad

Los firmantes, en su calidad de Gerente General y Directores de la Sociedad respectiva y debidamente facultados para ello, dando cumplimiento a lo dispuesto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros y sus modificaciones, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información proporcionada en el presente Anexo Complementario de la Memoria Anual 2013.



Jorge Lesser G. / RUT: 6.443.633-3
Presidente



Iván Díaz – Molina / RUT: 14.655.033-9
Vicepresidente



Juan Ignacio Parot / RUT: 7.011.905-6
Director



Waldo Fortín Cabezas / RUT: 4.556.889-k
Director



María Morsillo / Extranjera
Director



Ben Hawkins / Extranjero
Director



Christopher Powell / Extranjero
Director



Francisco Alliende A./ RUT: 6.379.874-6
Gerente General