

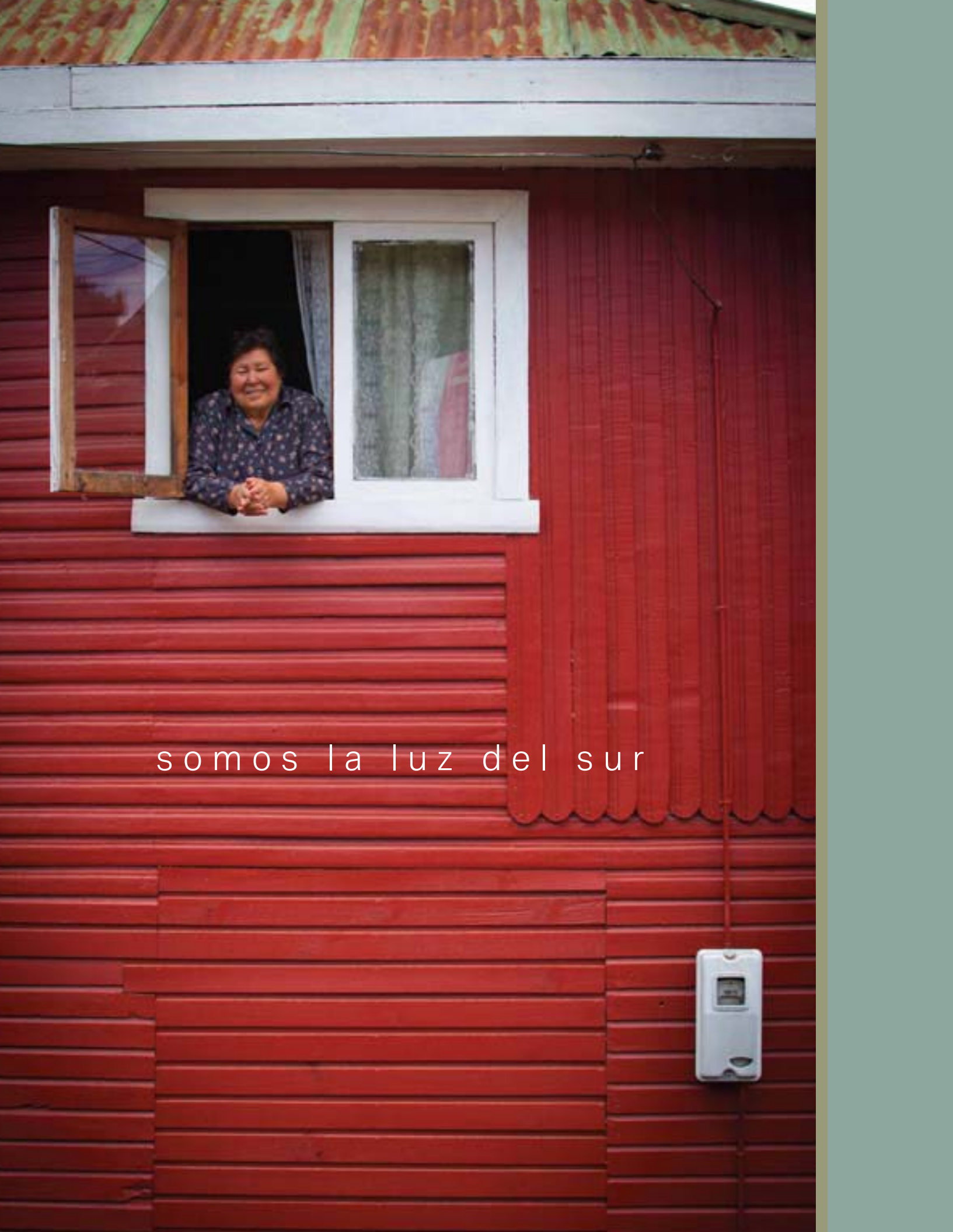
r e p o r t e a n u a l 2 0 1 3



*grupo*  
**SAPSA**







somos la luz del sur





Iván Díaz-Molina  
Presidente

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



Mercado Fluvial, Río Calle Calle Valdivia: Región de Los Ríos

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 Edelaysen 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

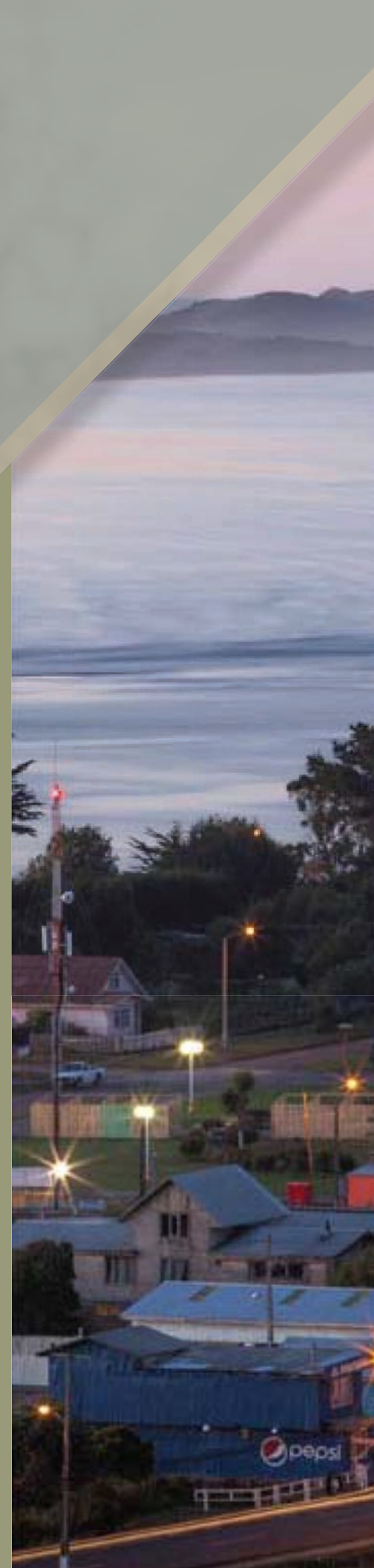




1



- Nuestra Empresa
- Visión Corporativa
- Antecedentes de la Sociedad
- Relación de la Propiedad
- Propiedad y Control
- Gobierno Corporativo
- Directorio y Administración
- Estructura Organizativa
- Reseña Histórica Grupo Saesa







## NUESTRA EMPRESA

### INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.

Esta sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board ("OTPPB") y Alberta Investment Management Corp ("AIMCo") controlan las empresas del "Grupo Saesa", las cuales participan principalmente en los negocios de distribución y transmisión eléctrica y en menor medida en el de generación.

El Grupo Saesa está conformado por las empresas operativas Sociedad Austral de Electricidad S.A. ("Saesa"); Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. ("Frontel"); SAGESA S.A.; las filiales de Saesa: Sistema de Transmisión del Sur S.A. ("STS"), Sociedad Generadora Austral S.A. ("SGA"), Empresa Eléctrica de Aisén

S.A. ("Edelaysen"), Compañía Eléctrica Osorno S.A. ("Luz Osorno"); Además, "Saesa" posee una participación conjunta con Chilquinta Energía S.A. (esta última, no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), sobre las empresas Eletrans S.A. y Eletrans II S.A.. A ellas debemos sumar las sociedades de inversiones Los Ríos Ltda. y Los Lagos IV Ltda..

El Grupo está organizado bajo una estructura operacional descentralizada y gestión centralizada, que le permite a las empresas operativas mantener su presencia y cercanía con los clientes en las distintas zonas de concesión y facilitar la generación de nuevas alternativas de negocios dentro del giro eléctrico. ■



1. Parque Eólico Alto Baguales, Coyhaique.
2. Central Termoeléctrica Coronel, Coronel.
3. Central Hidroeléctrica Aysén, Pto. Aysén.
4. Subestación Cañete, Cañete.
5. Cañal Bajo, Osorno.





## 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.

## ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD

### IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

<b>Razón Social</b>	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.
<b>Nombre de Fantasía</b>	Eléctricas del Sur
<b>Rol Único Tributario</b>	76.022.072-8
<b>Domicilio Legal y Comercial</b>	Isidora Goyenechea 3621 Piso 20, Las Condes, Santiago
<b>Fono</b>	(2) 24147010 - 24147500
<b>Fax</b>	(2) 24147009
<b>Tipo de Entidad</b>	Sociedad Anónima Cerrada
<b>Insc. Reg. de Valores</b>	N° 1.016
<b>Correo Electrónico</b>	infoinversionistas@saesa.cl
<b>Sitio Web</b>	www.gruposaes.cl
<b>Atención Inversionistas</b>	Fonos: (64) 2385382 / (64) 2385383

Montaje de torres línea 220kV Chiloé. Ruta 5 Sur Pto. Montt-Pargua.



### DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

Constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008, otorgada en la Notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 26.156 N° 17.956 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con fecha 14 de junio de 2008.

Por escritura pública de 31 de julio de 2008, otorgada en

la Notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso, se modificó y transformó la Sociedad a una sociedad anónima cerrada, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 38.356 N° 26.394 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con fecha 22 de agosto de 2008.





De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de la Compañía, Inversiones Grupo Saesa Limitada, posee un 99,99% de Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en forma directa. Al 31 de diciembre de 2013, se registran dos accionistas en la sociedad.

### ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

ACCIONISTAS		CÓNDOR HOLDING SpA	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	TOTAL
N° DE ACCIONES	SERIE A	40	60	100
	SERIE B	-	71.581.000	71.581.000
TOTAL		40	71.581.060	71.581.100
% DEL TOTAL		0,000056%	99,999944%	100%

Durante el año 2013 no se realizaron 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.

Entre los socios de Inversiones Grupo Saesa Ltda., controlador de la Sociedad, existe un acuerdo de fecha 24 de julio de 2008, el cual contempla, entre otras materias, ciertas restricciones a la transferencia de los derechos sociales en dicha sociedad.

A su vez, entre los accionistas de la Sociedad existe un pacto de accionistas de la misma fecha, el cual también contempla ciertas restricciones a la libre disposición de las acciones que cada uno de ellos mantiene en la Sociedad.

Asimismo, a nivel de las filiales Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

existen pactos de accionistas, los cuales fueron celebrados con la misma fecha entre los accionistas mayoritarios de dichas sociedades y también contemplan limitaciones a la libre disposición de las acciones de ellos en las mencionadas sociedades.

A su vez, la filial SAGESA S.A. y la filial de Sociedad Austral de Electricidad S.A., Sistema de Transmisión del Sur S.A., cuentan con pactos de accionistas celebrados el 22 de junio de 2012, los cuales contemplan limitaciones a la libre disposición de las acciones en ambas sociedades.




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 Y ADMINISTRACIÓN

## ELÉCTRICAS DEL SUR Y SUS FILIALES



Iván Díaz-Molina  
Presidente




Jorge Lesser García-Huidobro  
Vicepresidente



Juzar Pirbhai  
Director Titular



Stacey Purcell  
Director Titular



Juan Ignacio Parot  
Director Titular



Waldo Fortín  
Director Titular



Ben Hawkins  
Director Titular



Kevin Roseke  
Director Titular





# DIRECTORIO Y ADMINISTRACIÓN

## ELÉCTRICAS DEL SUR Y SUS FILIALES

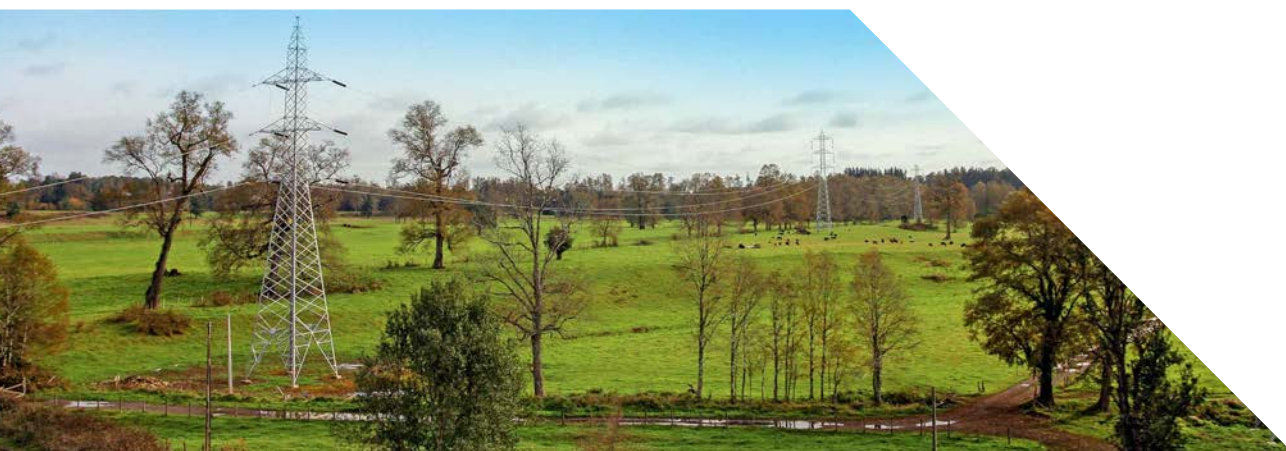
En el año 2013, el Directorio de Eléctricas del Sur S.A. y sus Empresas Filiales, se compone de ocho integrantes y la duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

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

### DIRECTORES 2012 / 2013

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 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 C.	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

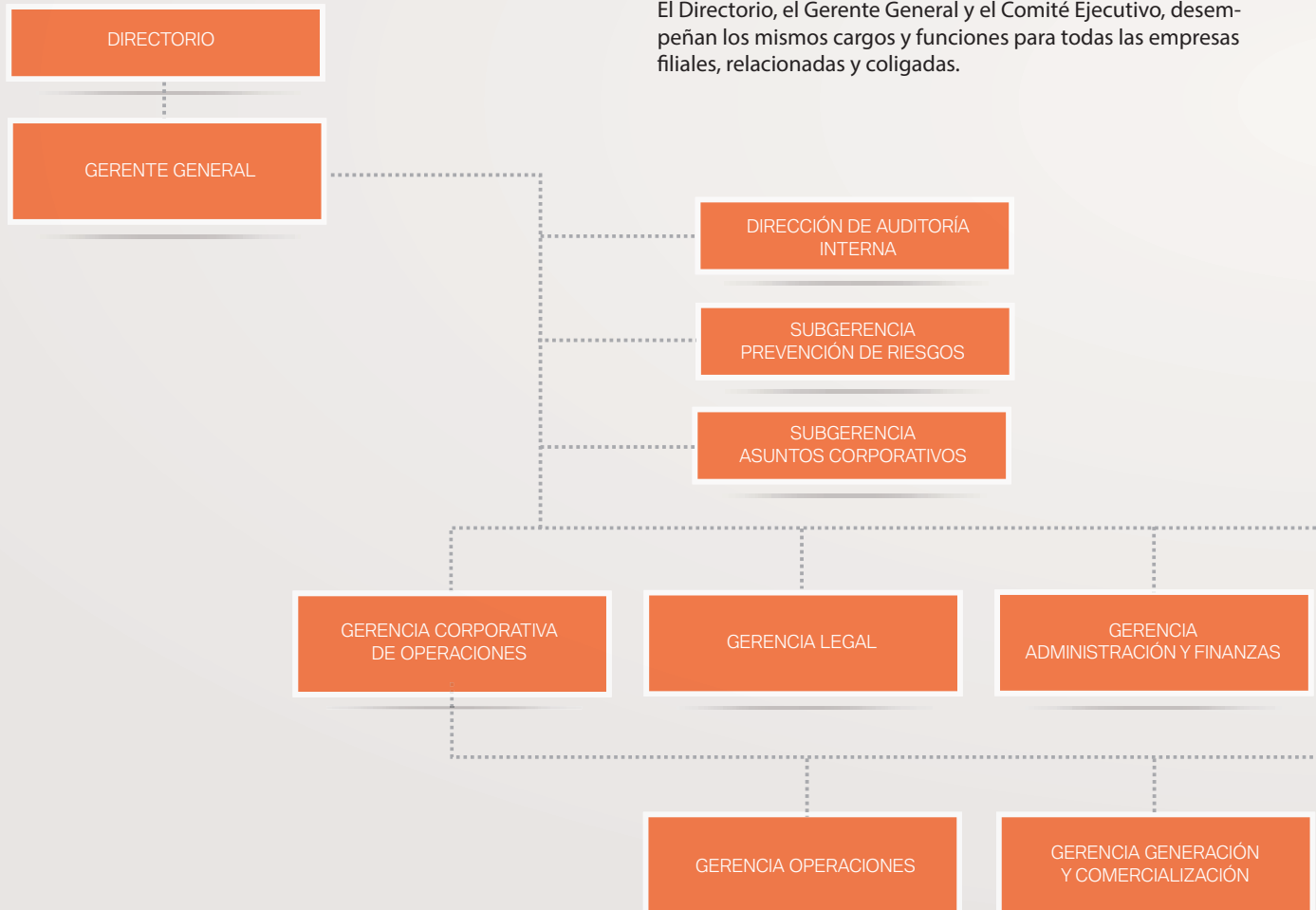
SIC. Sector Osorno





## COMITÉ EJECUTIVO

## ESTRUCTURA ORGANIZATIVA



# ADMINISTRACIÓN DE ELÉCTRICAS DEL SUR Y SUS FILIALES

## 1. Gerente General

Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial  
RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 01/02/2012

## 2. Gerente Operaciones

Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico  
Rut 7.741.108-9 / Fecha nombramiento 10/09/2012

## 3. Gerente Administración y Finanzas

Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial  
Rut 9.987.057-5 / Fecha nombramiento 11/04/2012

## 4. Gerente Legal

Sebastián Sáez Rees / Abogado  
RUT 8.955.392-K / Fecha nombramiento 01/10/2007

## 5. Gerente Comercial

Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial  
Rut 7.256.279-8 / Fecha nombramiento 24/09/2012

## 6. Gerente Generación y Comercialización

Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico  
RUT 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 01/09/2009

## 7. Gerente Ingeniería y Proyectos

Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Eléctrico  
Rut 7.810.810-K / Fecha nombramiento 01/01/2013

## 8. Gerente Regulación

Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico  
RUT 10.784.472-4 / Fecha nombramiento 10/09/2012

## 9. Gerente de Personas

María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial  
RUT 13.117.638-4 / Fecha nombramiento 10/12/2013

## 10. Gte. de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos

Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial  
Rut 12.752.648-6 / Fecha nombramiento 10/12/2013

## 11. Subgerente Prevención de Riesgos

Patricio Velásquez Soto / Ing. en Prevención de Riesgos  
RUT 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30/10/2013

## 12. Subgerente de Asuntos Corporativos

Lorena Mora Sanhueza / Periodista  
Rut 8.750.218-K / Fecha nombramiento 01/07/2012

## 13. Subgerente de Regulación

Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista  
Rut 11.694.983-0 / Fecha nombramiento 01/09/2009

## Gerente de Desarrollo Nuevos Negocios

Jason James / Ingeniero Civil  
Extranjero / Fecha nombramiento 05/08/2013

## Subgerente Auditoría

Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor  
RUT 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 01/01/2009



## RESEÑA HISTÓRICA DEL GRUPO SAESA

**1980**

Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel, con el 87,5% y 83,7% de participación, respectivamente.

**1981**

En Coyhaique se crea Edelaysen como filial de Endesa. Posteriormente se transforma en sociedad anónima para facilitar su participación en el sector privado.

**1982**

Saesa compra a Copec el 70% de las acciones de Frontel, convirtiéndose ésta en filial de Saesa, quedando ambas bajo una misma administración.

**1986**

Corfo, Edelaysen y Endesa inician el proyecto de construcción de minicentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión a través de la Carretera Austral.

**1988**

Corfo traspa sus instalaciones a Edelaysen, transformándose en accionista mayoritario.

**1989**

Saesa y Frontel inician actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones de 66/23 kV.

Tras el fuerte terremoto, más del 70% de las redes y subestaciones en Valdivia y Pto. Montt quedaron dañadas; además de grandes daños en instalaciones de Osorno y alrededores. La Sociedad concentró todo su recurso humano y material ante la emergencia.

**1956** Frontel inicia sus actividades de distribución eléctrica como filial de Endesa, entregando suministro a las provincias de Concepción, Nuble, Arauco, Bío Bío, Malleco y Cautín.

**1957** Endesa transforma a Frontel en una sociedad anónima, quedándose con el 83,7% de participación.

**1946**

Corfo y Endesa ingresan como accionistas mayoritarios de Saesa para agilizar el Plan de Electrificación del país impulsado por el Estado.

**1926**

Nace la Sociedad Austral de Electricidad S.A., empresa privada que comienza suministrando energía a Lebu, Araruco, Carampangue y posteriormente a Puerto Montt, Osorno y Valdivia.

**1920**



**90**

**1994**

Saesa y Transelec se asocian creando STS, con una participación accionaria del 60% y 40% respectivamente.

**1996**

Saesa adquiere a Transelec el 39,9% de las acciones de STS quedando con el 99,9% de la propiedad. El 0,1% restante es adquirido por Frontel.

**1998**

Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelaysen licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1.500 km entre la VIII y XI región.

**1999**

Saesa y Frontel adquieren Creo Ltda..



En el mes de junio, el consorcio formado por la filial Saesa y Chilquinta (esta última no perteneciente al grupo empresarial), constituyen una nueva empresa denominada Eletrans II S.A., tras adjudicarse 2 nuevos proyectos de transmisión troncal. En el mes de agosto, la Compañía realiza una exitosa colocación de bonos corporativos, por UF 3.000.000, experimentando una sobredemanda en el mercado local.

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.

## 2011

Saesa colocó bonos por UF 2.000.000 para financiamiento de sus pasivos financieros.

El 7 de noviembre el fondo de inversión canadiense Alberta Investment Management Corporation adquirió el 50% de la propiedad que estaba en manos de Morgan Stanley.

## 2012

En el mes de febrero asumió como Gerente General del Grupo Saesa, Francisco Alliende Arriagada.

En julio, Saesa en conjunto con Chilquinta (esta última no perteneciente al grupo empresarial), constituyen la Sociedad Eletrans S.A., tras la adjudicación de proyectos de transmisión troncal.

En septiembre fue inaugurado, junto al Ministro de Energía, Jorge Bunster, el Proyecto Puyehue-Rupanco. En diciembre, Saesa colocó bonos por UF 2.500.000 para refinanciamiento de sus pasivos financieros.

Un fuerte terremoto y posterior tsunami afectó gravemente al país. Los trabajadores y contratistas enfrentaron un período de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a todos los clientes desde el Bío-Bío hasta Chiloé.

En noviembre, la sociedad colocó un bono de UF 4.000.000 para el refinanciamiento de sus pasivos financieros. De esta forma se mejoraron las condiciones del financiamiento, aumentando además el plazo del crédito, con un menor costo.

## 2001

Copec vende a PSEG Chile Holding S.A. (filial de PSEG Global Inc.) su participación en Saesa (93,88%) y Frontel (13,71%).

La central eólica Alto Baguales, de 2.0 MVA, comienza a operar transformándose en la primera central en realizar generación eólica a escala industrial en Chile.

## 2002

Con el objeto de desarrollar la comercialización de energía nace SGA.

## 2005

Se completa el financiamiento de largo plazo, con aumentos de capital y refinanciamiento de pasivos de las empresas del Grupo Saesa.

## 2006

Se elevan los índices de calidad de servicio, culminando el año dentro de los indicadores exigidos por la autoridad gracias a inversiones de mejoramiento.

## 2007

Se inicia la construcción del proyecto Chiloé, un sistema de transmisión en 220 kV entre Puerto Montt y la isla. Este mismo año se inicia la venta de retail.

## 2008

Ontario Teacher's Pension Plan y Morgan Stanley Investment Fund adquieren la totalidad 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. Durante el año se invirtieron \$36.000 millones.

Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectado al SIC mediante el cruce aéreo entre islas, desde Puluqui hasta Chidquapi y retail alcanza 58 puntos de venta a través de toda la zona de concesión.

# 2000

## 2000

Saesa y STS modifican las instalaciones de transmisión que abastecen a la isla de Chiloé, quedando el sistema energizado con 110 kV. Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelayen que pertenecían a Corfo, aumentando así su participación al 91,67%

# Reporte a los Accionistas

2



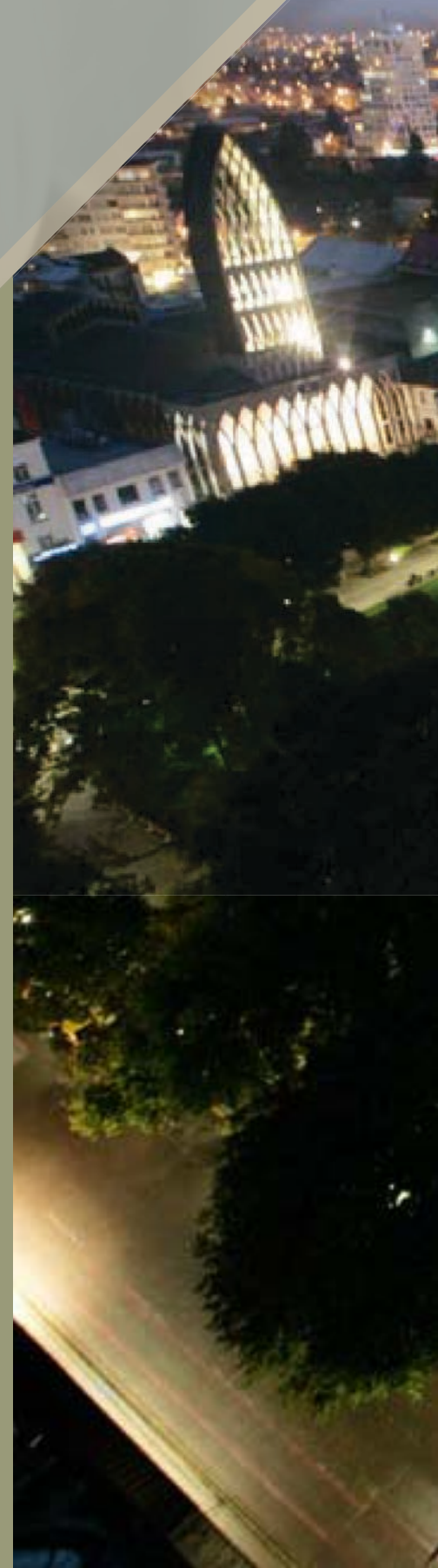
Antecedentes Relevantes

Factores de Riesgo

Marcha de la Empresa

Gestión Financiera

Hechos Relevantes





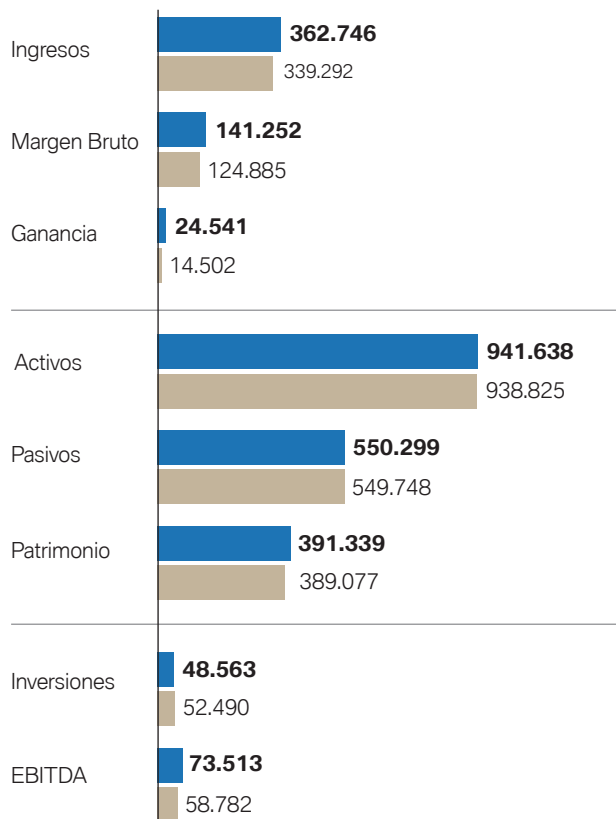
# ANTECEDENTES RELEVANTES

## ANTECEDENTES FINANCIEROS

CONSOLIDADO (MM\$)



2013 2012

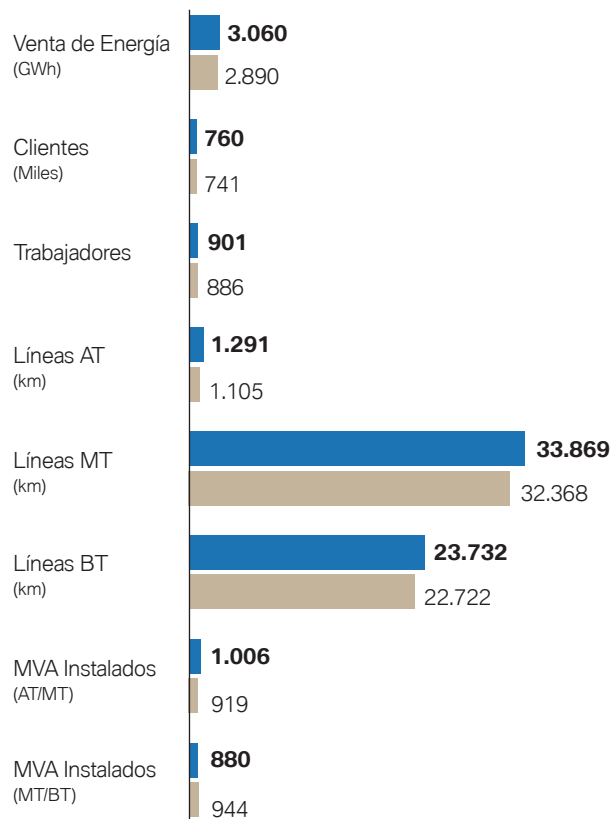


## ANTECEDENTES OPERACIONALES

CONSOLIDADO



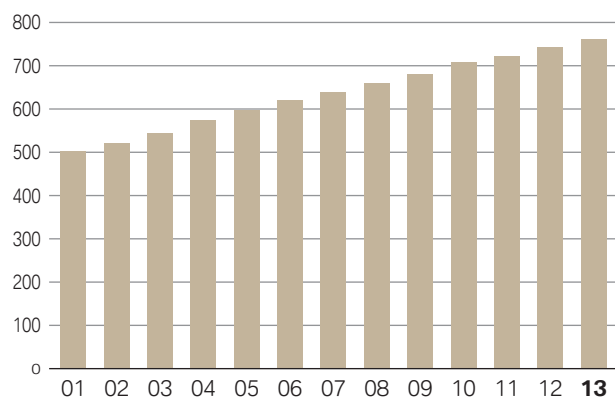
2013 2012



## CLIENTES



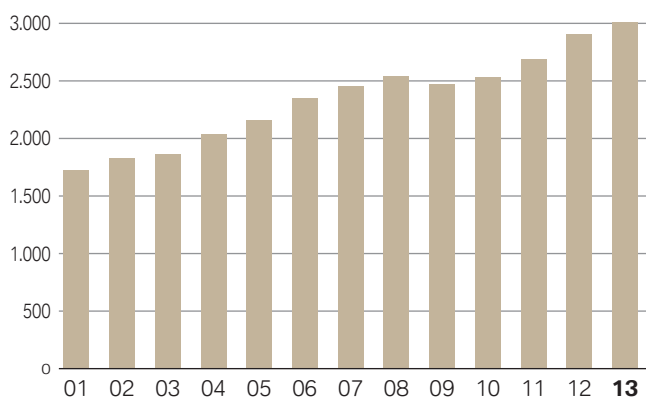
(en miles)



## VENTAS DE ENERGÍA



(en GWh)



## CLASIFICACIÓN DE RIESGO

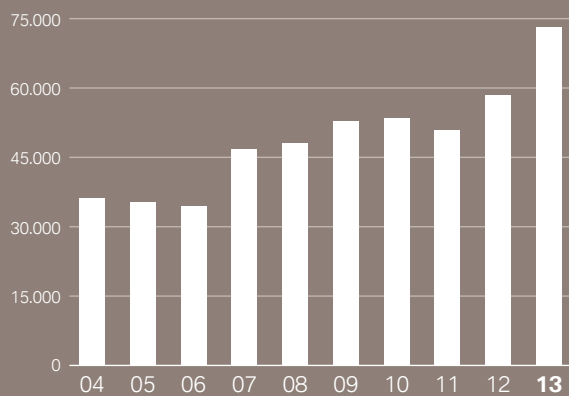


En el 2013, las clasificadoras de riesgo Feller Rate e ICR, mantuvieron y coincidieron en la emisión de clasificación a la solvencia y calificaron las perspectivas de la Compañía como estables:

Eléctricas del Sur	A+	
Saesa	AA	AA Nivel 1+
Frontel	AA	AA Nivel 1+
Bonos		Efectos de Comercio

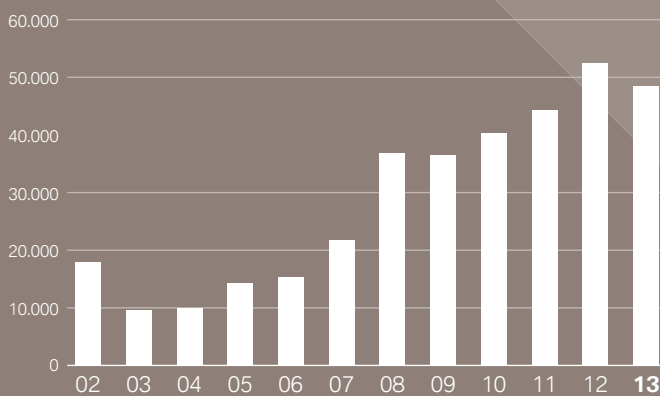
## EBITDA

(en MM\$)



## INVERSIONES

(en MM\$)





## 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 (CNE), 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 Edelayesen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados 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 detalle 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).



Lago General Carrera, Carretera Austral. Región de Aysén



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 (periodo 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 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 requeri-

Faenas Ruta Internacional 215, Osorno. Región de Los Lagos



mientos 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.

### Riesgos de Negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelaysen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios y de los 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 tarifcados 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 99,6% 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 95% 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. ■



Central Contulmo, Frontel. Región del Bío Bío



## MARCHA DE LA EMPRESA

### RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL (RSE)

En 2013, el Grupo Saesa 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.



Beneficiados por el programa “Rescate Lector”

#### 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

#### Programa Rescate Lector

Fue en el mes de julio de 2013 cuando la Fundación AraucaníAprende y Frontel, sellaron una importante alianza en beneficio del mejoramiento lector de los niños de los sectores costeros de la Región de la Araucanía. Gracias a esta iniciativa en la que también participan otras empresas, y al esfuerzo de los estudiantes más pequeños de comunas rurales de La Araucanía, se logró la meta de sumar nuevos 4.000 niños que aprendieron a leer.

#### 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.

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.

## 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.

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).

Campaña recolección de pilas

En este ámbito, se continuó con la “Campaña de Recolección de Pilas” en conjunto con la SEREMI de Medio Ambiente de la Región de la Araucanía. En el mercado existe una gran variedad de pilas que contienen metales pesados, los que pueden contaminar el suelo y el agua. Se realizaron 3 campañas móviles en esta región, además de los puntos fijos de recolección implementados en diferentes oficinas de la Compañía, con la finalidad de proporcionarles un adecuado tratamiento. Gracias a esta iniciativa, se han recolectado a la fecha, 14 toneladas de pilas usadas, las que fueron enviadas a disposición final, dando cumplimiento a la legislación vigente y a nuestro compromiso con el medio ambiente.

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.

## PASIÓN POR EL CLIENTE

Parte de nuestro ADN

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

### GENERACIÓN POR TIPO DE RESIDUO

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

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 las 11 oficinas más grandes del Grupo Saesa.

- Edelsen: Coyhaique.
- Saesa: Ancud, Castro, Puerto Montt, Osorno y Valdivia.
- Frontel: Temuco, Nueva Imperial, Lota, Cañete y Angol.

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.

Respecto a la medición de atención en oficinas, se consideraron 86 oficinas entre delegaciones y centros de atención. El estudio concluyó que el Grupo 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”, el Grupo Saesa 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

En relación a las capacitaciones técnicas y de seguridad, durante el año 2013 se realizaron 19.875 horas hombre que impactan directamente en el desempeño de todo el personal. Lo 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

Línea 220kV a Chiloé. Ruta 5 tramo Pto. Montt - Pargua





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

Exitosa colocación de bonos

En 2013, el Grupo Saesa realizó una colocación de bonos corporativos en el mercado de capitales local, por un total de UF 3.000.000. Estos fondos se usaron para refinanciar pasivos, y se enmarca en la estrategia de crecimiento a través de nuevos proyectos en negocios de transmisión y distribución en la zona de concesión de la Compañía.

La operación estructurada a largo plazo, se cerró a una tasa de UF+3,88%. Se obtuvo una demanda de 1,6 veces, y un spread sobre bonos soberano de 142 bps.

El éxito de la transacción, obedece a la credibilidad que ha logrado el Grupo Saesa en el mercado de capitales local.

Proyectos de Electrificación Rural

Manteniendo el compromiso con los sectores más aislados a lo largo de su zona de concesión, el Grupo Saesa 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 24 proyectos que significaron la construcción de:

- 167,3 km de líneas de media tensión,
- 126 km de líneas de baja tensión,
- 347 subestaciones de distribución, y
- 954 empalmes domiciliarios e instalaciones interiores.



Lanzamiento campaña “Estoy Seguro”

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 1x220 kV A. Melipilla-Rapel” y “Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla”, con un circuito tendido. La primera consiste en una línea 1x220 kV entre las subestaciones Rapel y Alto Melipilla, que alcanza una longitud de 50 km,

### PROYECTOS FNDR

	PROY. TERMINADOS	BENEFICIARIOS
Saesa	16	644
Frontel	8	310
<b>TOTAL</b>	<b>24</b>	<b>954</b>

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.

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 US\$51 millones, 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.

### Proyecto Angol – Los Sauces

Para mejorar la calidad de servicio a los clientes de la zona de Los Sauces y sus alrededores, el Grupo Saesa a través de su filial Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel), desarrolló en las cercanías de la ciudad de Los Sauces, el proyecto de construcción de una nueva subestación transformadora 66/23 kV denominada Los Sauces, que en su primera etapa contempla un transformador de 16 MVA y 3 alimentadores en 23kV (Contulmo, Los Sauces – Lumaco y Forestal Bosques Cautín).

Este proyecto incluyó:

- La construcción de una subestación reductora 66/23 kV,
- La instalación de un transformador de 16 MVA en su primera etapa, y considera un desarrollo final para dos transformadores de 16 MVA y dos barras de 23 kV con tres paños de alimentadores cada una,
- Además de 34 km de línea en conductor de aluminio en postes de hormigón armado y estructuras metálicas desde la Subestación Angol, propiedad de Transnet hasta la Subestación Los Sauces.

La puesta en servicio fue el 29 diciembre 2013 y su inversión sobrepasó los \$4.000 millones de pesos.


### Proyecto Picoitú - Mulchén

El mejoramiento de la calidad de servicio a la zona de Mulchén, es el objetivo del proyecto que significó una inversión de casi \$3.000 millones, y que consideró:

- La construcción de la nueva subestación transformadora 220/23kV Picoitú,
- La instalación de un transformador de 220kV, 30MVA, y
- La construcción de dos alimentadores en 23kV (Santa Bárbara y Mulchén).

El control y operación de la Subestación Picoitú es ejecutada a distancia mediante sistema SCADA. Su puesta en funcionamiento se registró en diciembre de 2013. ■





## 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 a partir del ejercicio 2010 en adelante, 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 formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

En razón a lo anterior, la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2013 queda determinada por los siguientes montos:

#### UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE

M\$	
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	24.127.175
Pérdidas acumuladas	-
Dividendos distribuidos con cargo al ejercicio 2013	-
<b>Utilidad Líquida Distribuible ejercicio 2013</b>	<b>24.127.175</b>

## Dividendos

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

### DETALLE DIVIDENDOS

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N° 3	30-5-11	181,81903	2010
Extraordinario N°4	30-5-11	11,94720	2009
Final N°5	27-6-12	78,83366	2011
Extraordinario N°6	27-6-12	74,83819	2010
Final N°7	29-5-13	197,8963112	2012
Extraordinario N°8	29-5-13	81,5070509	2011

## Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

### DIVIDENDO PROPUESTO

M\$	
Utilidad Líquida Distribuible ejercicio 2013: A pagar dividendo final N° 9	24.127.175
<b>Utilidad a distribuir</b>	<b>24.127.175</b>

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N° 9 de \$337,0606936 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.13. Este dividendo representa un 100 % de la utilidad.

### REMUNERACIONES DIRECTORES

	Año 2013					Año 2012
	Eléctricas	Saesa y Filiales	Frontel	Sagesa	TOTAL	
Jorge Lesser G.	1.378	28.166	22.879	1.377	53.800	53.133
Iván Díaz M.	1.378	28.210	22.915	1.377	53.880	55.311
<b>TOTAL</b>	<b>2.756</b>	<b>56.376</b>	<b>45.794</b>	<b>2.754</b>	<b>107.680</b>	<b>108.444</b>

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.

## Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2013 ascendía a M\$340.106.755 distribuido en 71.581.100 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:

### PATRIMONIO DESPUES DE DIVIDENDOS

M\$	
Capital emitido	340.106.755
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.162.433
Otras reservas	27.171.922
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>368.441.110</b>

## Remuneración del Directorio y ejecutivos principales

### 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:

### Ejecutivos principales

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella. Sin embargo, 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 es cancelado 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.

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales, han sido percibidas por el Comité Ejecutivo de la Sociedad matriz y sus filiales durante el ejercicio 2013:

#### REMUNERACIONES COMITÉ EJECUTIVO

MM\$	2013	2012
Remuneraciones Fijas	1.240	1.138
Incentivos Variables	636	599
<b>TOTALES</b>	<b>1.876</b>	<b>1.737</b>

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 del personal

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

#### DOTACIÓN DEL PERSONAL

	Saesa y filiales	Frontel	Sagesa	TOTAL
Gerentes y ejecutivos principales	32	1	3	36
Profesionales y técnicos	339	242	15	596
Administrativos y electricistas	156	112	1	269
<b>TOTAL</b>	<b>527</b>	<b>355</b>	<b>19</b>	<b>901</b>

### 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. Las 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 \$197,8963112 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012, y el pago de un dividendo adicional de \$81,5070509 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto.

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.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de junio, se acordó otorgar al Directorio de la Sociedad, facultades para restringir la distribución de dividendos en los casos que sea necesario, de manera de poder dar cumplimiento a las Obligaciones Limitaciones y Prohibiciones a las que se sujetará la Sociedad en su calidad de Emisor, en consideración a la solicitud de inscripción a la Superintendencia de Valores y Seguros de los Contratos de Emisión de Líneas de Bonos a 10 y 30 años, en virtud de lo dispuesto en el artículo 111 de la Ley de Mercado de Valores.

Con fecha 29 de agosto, la Sociedad efectuó una colocación en el mercado local de bonos de la Serie H, desmaterializados y al portador, emitidos con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 762 de fecha 23 de agosto de 2013, por una suma total de UF 3.000.000, fondos destinados a refinanciar pasivos y financiar programa de inversiones del Emisor. ■

3



Sector Industrial

Actividades de la Sociedad

Empresas Filiales y Coligadas

Declaración de Responsabilidad









## SECTOR INDUSTRIAL

### Mayor Distribuidor de Energía Eléctrica en la Zona Sur de Chile

Las empresas del Grupo Saesa participan principalmente en los negocios de distribución y transmisión eléctrica y, en menor medida, en el de generación. El principal activo de la Sociedad lo constituyen sus redes de distribución y transmisión, a través de sus filiales Saesa, Frontel, Luz Osorno y Edelayesen, es el mayor distribuidor de energía eléctrica en la zona comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

Al mismo tiempo, con ventas en 2013 por 3.060 GWh y 760 mil clientes atendidos, el Grupo Saesa es el tercer mayor grupo de distribución de energía eléctrica del país, tanto a nivel de ventas como en número de clientes.

### 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 Edelayesen, cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de la Región XI y XII, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas eléctricos del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica de este último.

## Generación Eléctrica

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

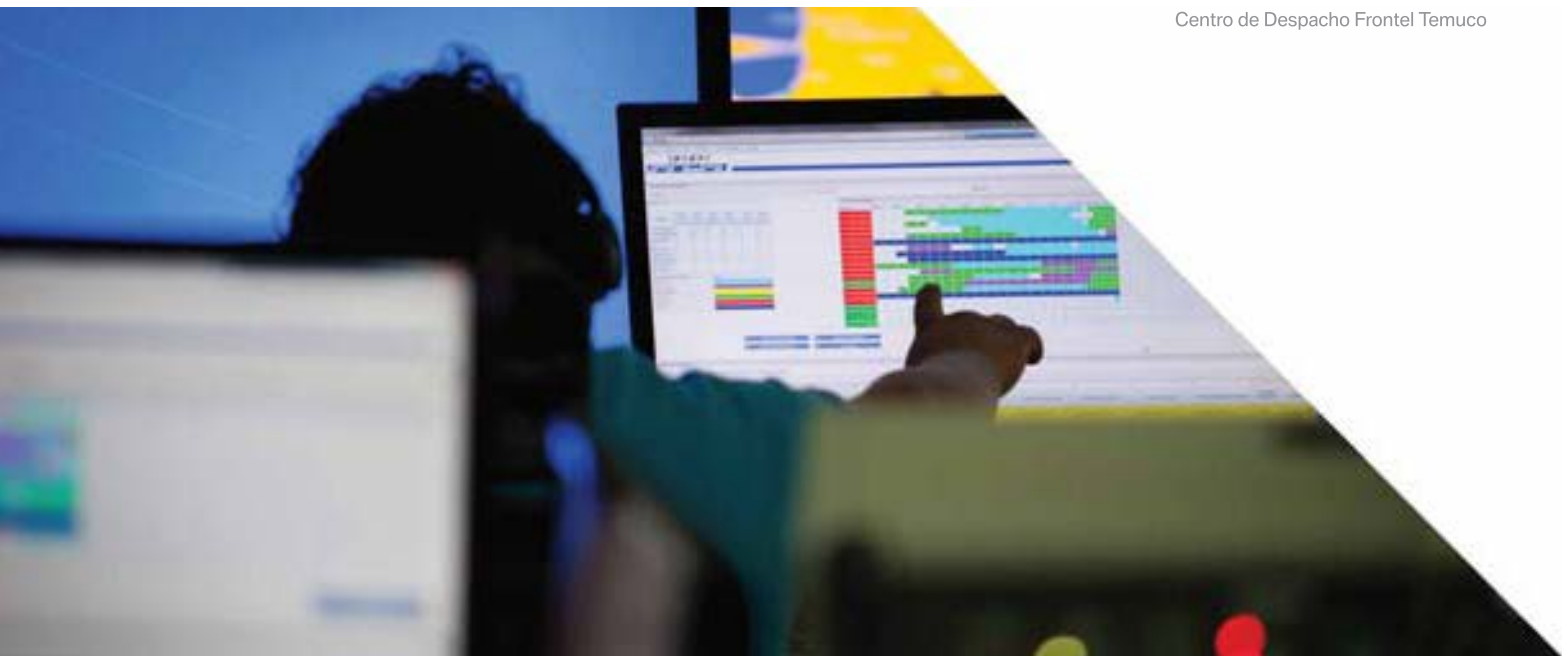
En los Sistemas Interconectados como el SIC o el SING existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

**A. Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por periodos 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 trasferencias 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.



Centro de Despacho Frontel Temuco

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

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

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

## 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.

Tirúa, Provincia de Arauco. Región del Bío Bío



## 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

Pertencen 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,



Coyhaique. Región de Aysén

según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados.

Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras reales, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

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

#### B. Clientes libres

Pertencen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluyen aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes hayan optado por un régimen de tarifas libres por 4 años.

La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado.

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

#### C. Otros servicios asociados a la distribución

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



## ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

### ACTIVIDADES Y NEGOCIOS

#### 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

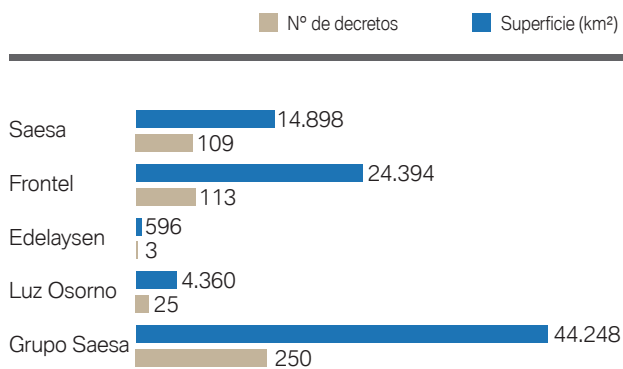
terrenos, además de permitir la entrada de personal de la empresa concesionaria, para que efectúe trabajos de mantenimiento, reparación y otros en las instalaciones de distribución emplazadas dentro de su propiedad.

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, las sociedades del Grupo Saesa tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión, conferidas mediante la cantidad de decretos de concesión que se indican:

## CONCESIONES



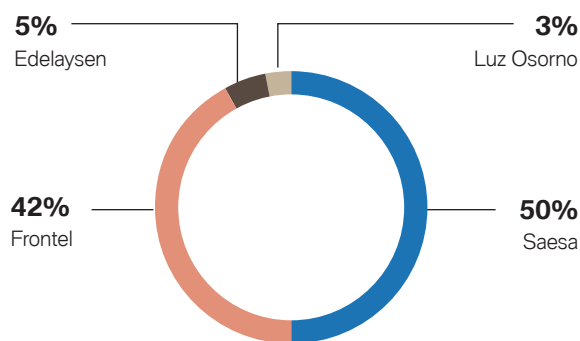
## Crecimiento sostenido de la demanda

Las zonas de concesión en donde operan las empresas del Grupo Saesa presentan un gran dinamismo, el desarrollo económico experimentado por la zona sur del país, impulsado principalmente por las industrias forestales y salmoneras, junto con el desarrollo urbano en la zona, se han visto reflejados en el crecimiento en las operaciones en los últimos años, tanto en ventas de electricidad como en número de clientes atendidos.

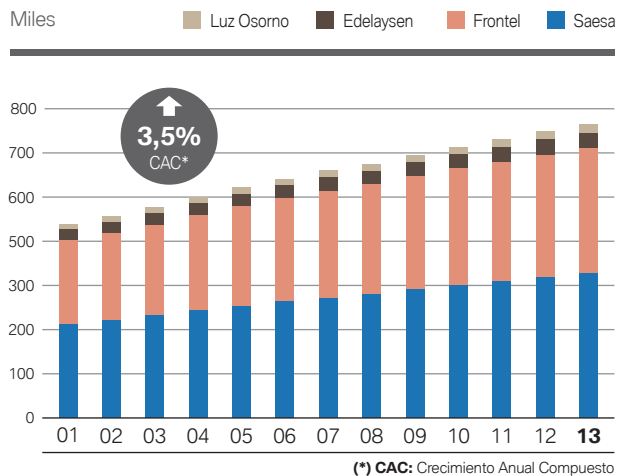
Desde el año 2001 a la fecha, las ventas de energía eléctrica crecieron a una tasa anual promedio de 4,9%, mientras que los clientes atendidos lo hicieron a una tasa de 3,5%. Lo anterior ha sido posible gracias al constante esfuerzo de suministrar energía eléctrica a todos los sectores de su zona de influencia. Las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico, la actividad industrial y comercial.

## CLIENTES

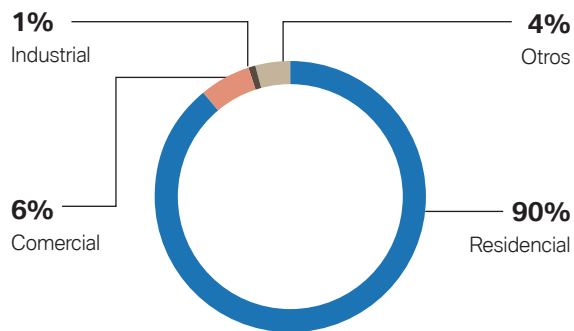
(Por empresa)



## EVOLUCIÓN CLIENTES



## COMPOSICIÓN DE CLIENTES



## Generación de Flujo

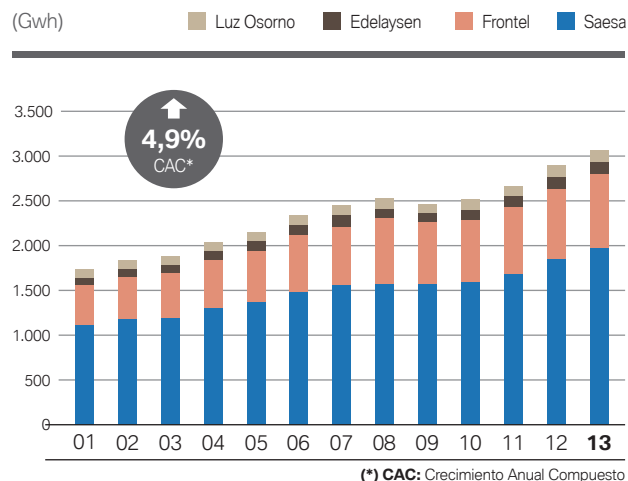
Al participar en una industria regulada como es la distribución eléctrica, la generación de flujo de la Sociedad y sus filiales es altamente estable. En el futuro, se espera que la generación de caja se mantenga estable y creciente.

## Proveedores y Clientes Principales

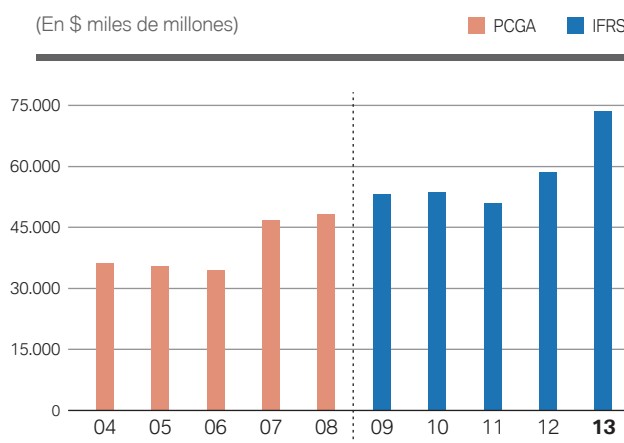
Durante el ejercicio 2013, los proveedores Endesa y Colbún constituyen prácticamente el 100% del suministro distribuido (compras de energía y peaje), cada uno con más del 10% de representatividad en las distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno. En SAGESA y Edelayesen, empresas principalmente generadoras, 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 Compañía. En STS, empresa dedicada principalmente a la transmisión, el 95% de los ingresos los concentra Endesa y Colbún, aproximadamente con un 53% y 42 % respectivamente. En el caso de SGA, empresa comercializadora suministrando a

## EVOLUCIÓN VENTAS



## EVOLUCIÓN GENERACIÓN CONSOLIDADA DE FLUJOS (1)



(1) **EBITDA (PCGA):** Resultado operacional + depreciación + amortización + ingresos no operacionales recurrentes

**EBITDA (IFRS):** Ingresos de Actividades Ordinarias + Otros Ingresos, por Naturaleza – Materias Primas y Consumibles Utilizados – Gastos por Beneficios a los Empleados – Otros Gastos por Naturaleza

clientes libres, la Sociedad Contractual Minera Tres Valles y Sociedad Contractual Minera Atacama KOZAN, concentran el 46% de los ingresos.



## Calidad de Servicio

Mejorar la calidad y eficiencia en el abastecimiento de electricidad es un objetivo permanente para el Grupo Saesa, tanto desde el punto de vista de la atención comercial, como de la continuidad y calidad del producto. Durante el año 2013, los indicadores, tanto urbanos como rurales, presentaron niveles por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador, donde excluyendo los efectos de los temporales calificados como fuerza mayor, terminó con un 3% de clientes fuera de estándar. Lo anterior significa una evolución en calidad de servicio, considerando un 51% registrado en el año 2010 al 3% obtenido en 2013. Este resultado se constituye así, en el mejor índice obtenido históricamente en materia de calidad de servicio en la Compañía, consecuencia del compromiso de alcanzar el objetivo estratégico de convertirse en “La Mejor Empresa del Sur de Chile”.

## Inversiones

El Grupo Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, participando en distribución, transmisión, generación y otros, por medio de sus filiales: Edelayesen, Frontel, Luz Osorno, Saesa, Sagesa y STS, logrando abarcar desde la Región del Bío Bío hasta la Región de Aysén.

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 bordea los MM\$ 40.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

Durante el 2013, se destaca la puesta en servicio de los proyectos de Pérdidas Técnicas que buscan disminuir las pérdidas de la red de Media Tensión, a través de la

creación de nuevos puntos de suministro que a la fecha han significado una inversión de aproximadamente MM\$16.000.

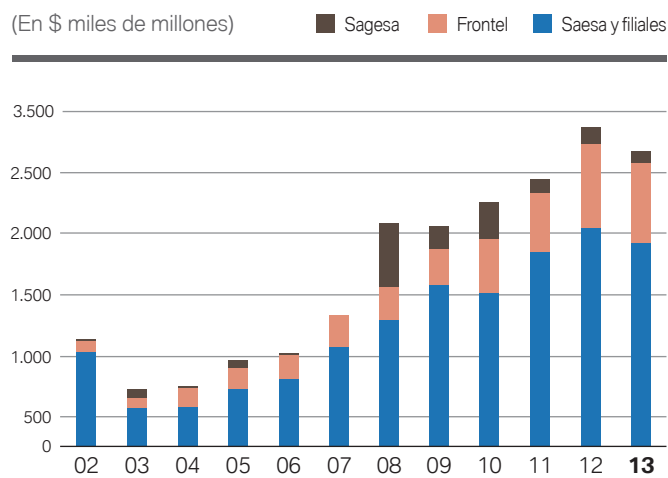
Otra obra relevante en ejecución, es el proyecto Puyehue–Rupanco, que contempla la construcción de líneas y subestaciones para evacuación de centrales hidroeléctricas de pasada en el sector del Lago Ranco. A la fecha se han desembolsado aproximadamente MM\$ 24.000 y se estima finalice el 2015 con un saldo por invertir de aproximadamente MM\$7.000.

Respecto a nuevos proyectos en el mediano plazo, se destacan las inversiones en proyectos de Pérdidas Técnicas en Bulnes, Renaico y Dalcahue, que contempla la construcción de líneas y subestaciones. Se estima que finalicen el 2015 con una inversión de aproximadamente MM\$6.000.

La inversión total del año 2013 fue de aproximadamente \$48.500 millones.

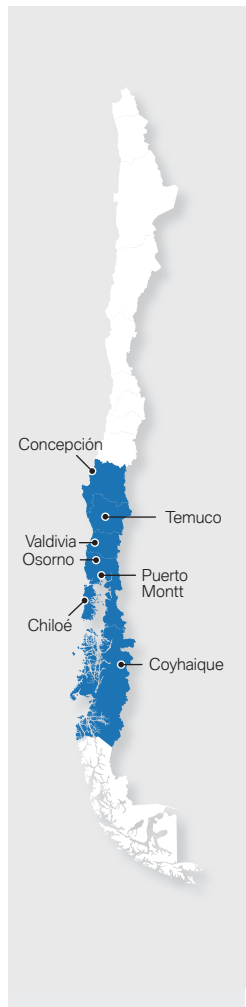
## INVERSIONES ANUALES

(En \$ miles de millones)



## Propiedades e Instalaciones

Empresa	Principales propiedades	Ubicación
<b>Saesa</b>	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé
<b>Frontel</b>	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Arauco, Concepción, Bío Bío, Ñuble, Cautín y Malleco
<b>Luz Osorno</b>	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente
<b>STS</b>	Subestación Puerto Montt	Puerto Montt
	Subestación Barro Blanco	Osorno
	Subestación Cholguán	Cholguán
	Subestación Degan	Cruce Dalcahue, Chiloé
	Subestación La Unión	La Unión
	Subestación Los Lagos	Los Lagos
	Subestación Melipulli	Puerto Montt
	Subestación Picarte	Valdivia
	Subestación Valdivia	Valdivia
	Subestación Osorno	Osorno
<b>Edelaysen</b>	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén
	Central Lago Atravesado	Coyhaique
	Central Monreal	Coyhaique
<b>SAGESA</b>	Central Calle Calle	Valdivia
	Central Chuyaca	Osorno
	Central Coronel (*)	Coronel
	Central Quellón	Quellón



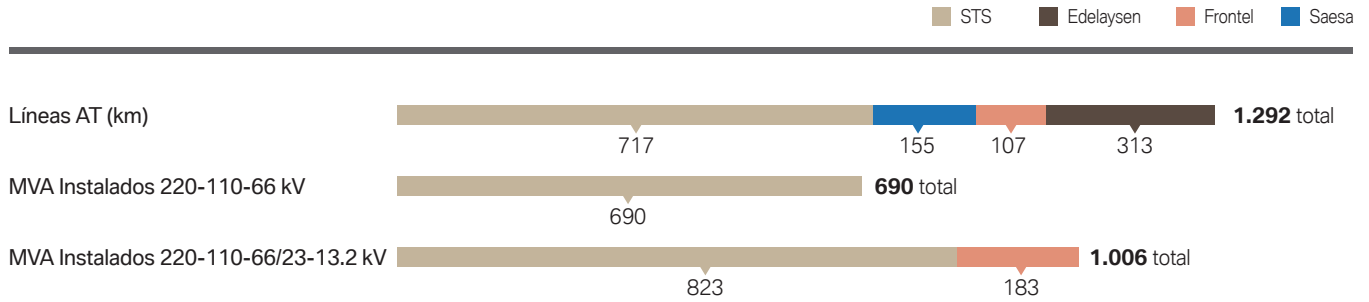
(\*) Leaseback (leasing financiero con Corpbanca)

## Transmisión

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, además de 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.

## CIFRAS OPERACIONALES

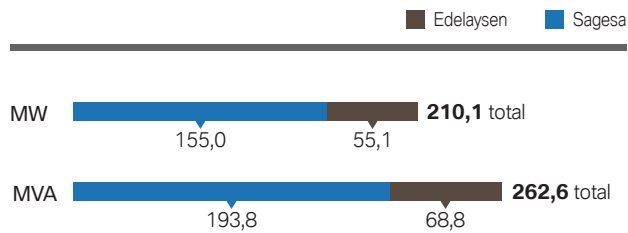


Adicionalmente, la filial STS opera instalaciones de terceros correspondientes a 272,5 km de líneas AT.

## Generación

La capacidad instalada para el negocio de generación es la siguiente:

### CAPACIDAD INSTALADA

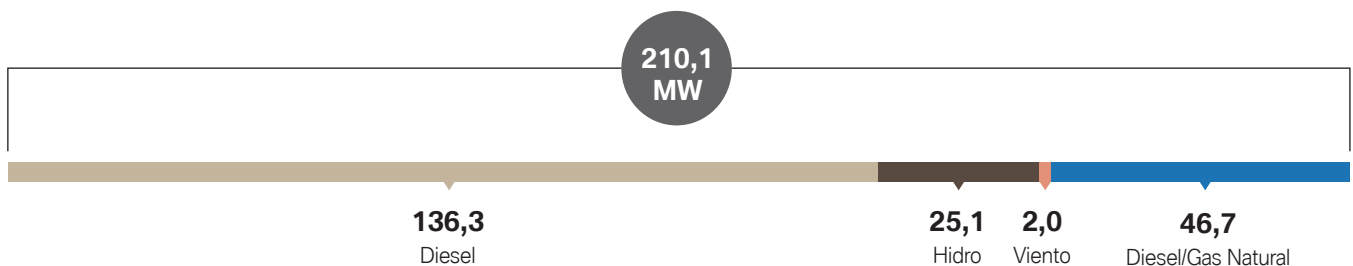


La filial Edelayesen genera energía en las Regiones de Los Lagos y Aysén y posee una central eólica de 1,98 MW y un grupo de generadores diesel e hidráulicos.

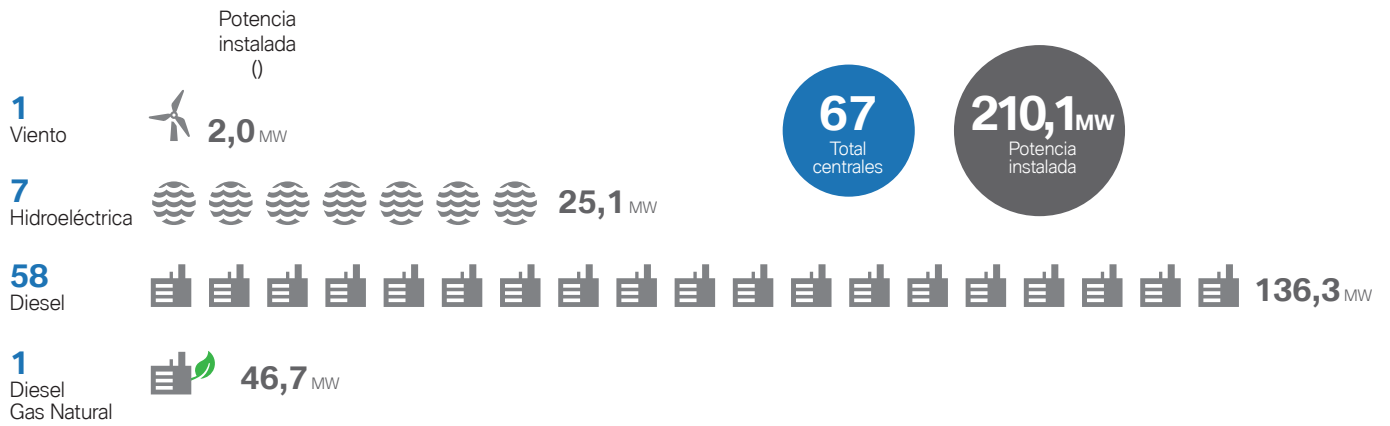
La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos.

Básicamente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y un grupo de generadores diesel. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

### CAPACIDAD DE GENERACIÓN



## CANTIDAD DE CENTRALES



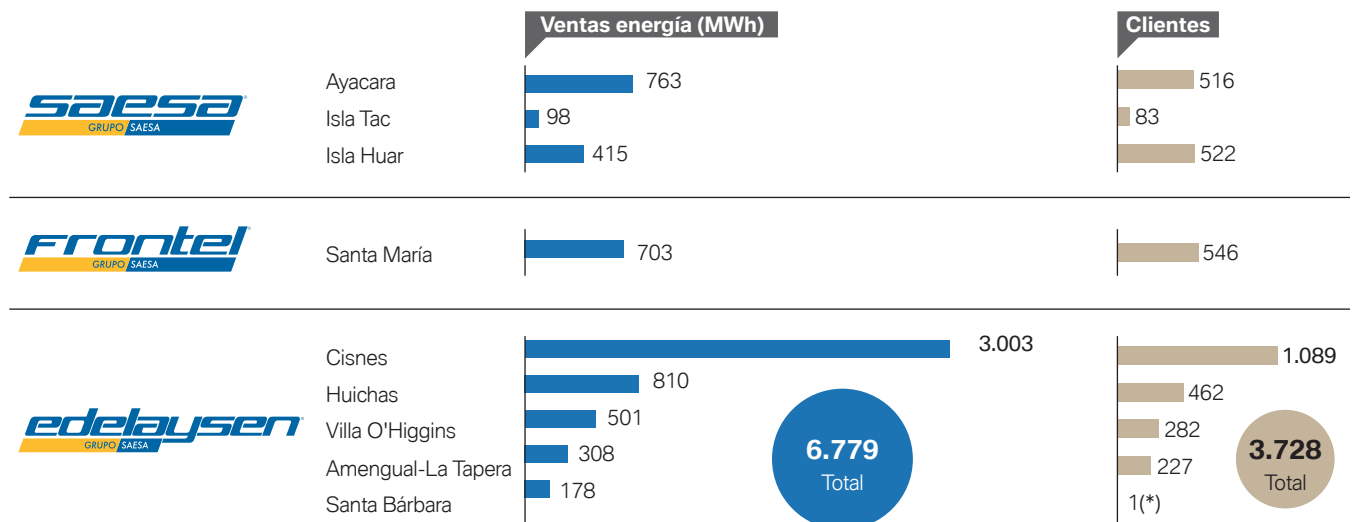
## Sistemas Aislados

Las empresas del Grupo han desarrollado 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 las filiales Saesa, Frontel y Edelaysen son los siguientes:

## CIFRAS OPERACIONALES



(\*) Gobierno Regional de los Lagos

Marcas de la Empresa



## EMPRESAS FILIALES Y COLIGADAS

### ZONA DE OPERACIONES

#### FRONTEL (VIII y IX Regiones)

Clientes **322 mil** 825 GWh Ventas

#### SAESA (IX, X y XIV Regiones)

Clientes **376 mil** 1.973 GWh Ventas

#### LUZ OSORNO (X Región)

Clientes **20 mil** 125 GWh Ventas

#### EDELAYSEN (XI Región)

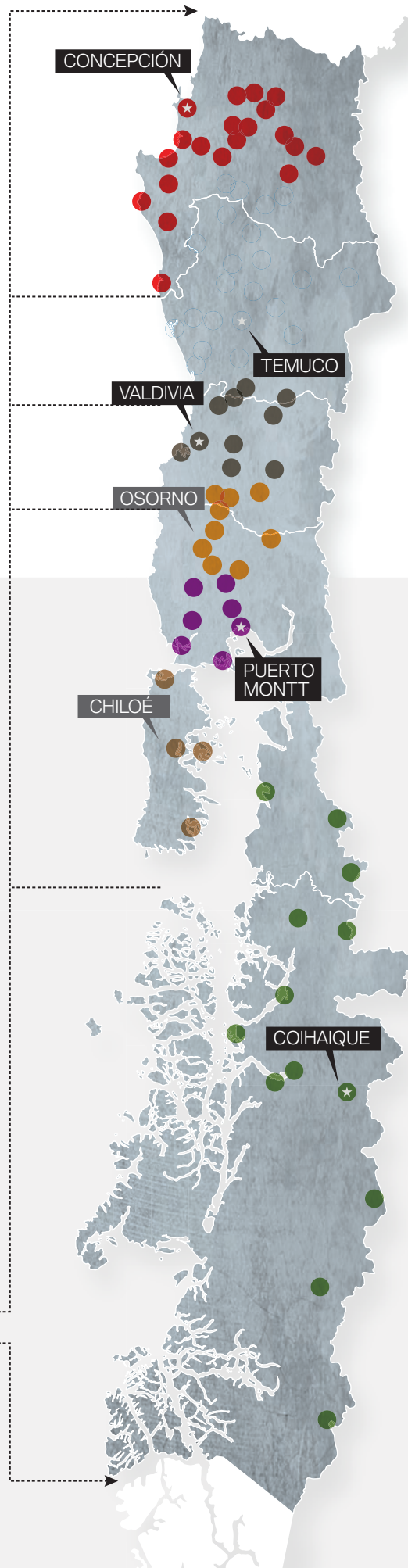
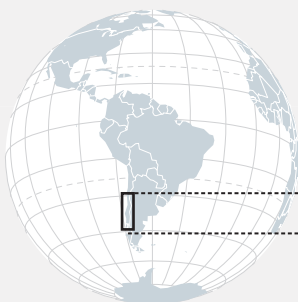
Clientes **41 mil** 137 GWh Ventas 55,1 MVA Capacidad Instalada

#### STS

VIII, IX y X Regiones / Líneas 110-66 kV: 717 km

#### SGA

Desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos propios y de terceros



## CENTROS DE ATENCIÓN

El Grupo Saesa cuenta con presencia en 88 localidades, a lo largo de cinco regiones de la zona sur.



CIUDAD	DIRECCIÓN
Angol	Julio Sepúlveda N° 358
Antuco	Los Carrera S/N
Arauco	Covadonga N° 160
Bulnes	Anibal Pinto N° 560
Cabrero	Membrillar N° 55-A
Cañete	Villagrán N° 850
Carahue	Ercilla N° 587
Collipulli	Bulnes N° 350
Concepción	Manuel Rodríguez N° 1161
Cunco	Santa María N° 276
Curacautín	Manuel Rodríguez N° 656
Curanilahue	Av. O`Higgins N° 289
El Carmen	Esmeralda N° 415
Florida	Eleuterio Ramírez N° 546
Galvarino	León Gallo N° 302
Gorbea	Andrés Bello N° 546
Huepil	Av. Ecuador N° 50
Laja	Balmaceda N° 152, Local N° 6
Lautaro	José Miguel Carrera N° 217
Lebu	J.J. Pérez N° 350
Lonquimay	O`Higgins N° 1102
Los Alamos	Luis N. Sáez Mora N° 420
Lota	Carlos Cousiño N° 206
Monte Aguila	Ahumada N° 251
Mulchén	Gana N° 1095
Nacimiento	San Martín N° 595
Negrete	Emilio Serrano N° 3
Nueva Imperial	O`Higgins N° 535
Nueva Toltén	Holanda N° 405
Pto. Saavedra	Ejército N° 886
Purén	Gamboa N° 461
Quilleco	Barros Arana N° 297
Quillón	Diego Portales N° 161
San Ignacio	Manuel Rodríguez N° 740
Santa Bárbara	Las Heras N° 160
Santa Juana	Lautaro N° 350-A
Temuco	Andrés Bello N° 631
Teodoro Schmidt	Portales N° 346
Tirúa	Arturo Prat N° 156
Traiguén	Saavedra N° 488
Victoria	Pisagua N° 1070
Vilcún	Camilo Henríquez N° 180
Yumbel	P. Valdivia N° 407
Yungay	Esmeralda N° 468



CIUDAD	DIRECCIÓN
Achao	Progreso N° 33
Ancud	Pedro Montt N° 482
Calbuco	Arturo Prat N° 111
Castro	O`Higgins N° 494
Corral	Miraflores N° 17
Entre Lagos	Manuel Rodríguez N° 31
Fresia	San Carlos N° 379
Frutillar	Carlos Richter N° 155
Futrono	Balmaceda N° 880
Hornopirén	Diego Portales N° 51
La Unión	Serrano N° 760
Lago Ranco	Concepción N° 631
Lanco	Yungay N° 293
Licanray	Gabriela Mistral N° 398
Loncoche	Arturo Prat N° 268
Los Lagos	Patricio Lynch N° 138
Los Muermos	Balmaceda N° 202
Maullín	Bernardo O`Higgins N° 196
Osorno	Ramírez N° 705
Osorno / Rahue	Victoria N° 380 Local 6
Paillaco	Camilo Henríquez N° 64
Panguipulli	Bernardo O`Higgins N° 462-A
Puerto Montt	Concepción N° 120
Puerto Octay	Germán Wulf N° 598
Puerto Varas	San Francisco N° 641
Purranque	21 de Mayo N° 148
Quellón	Ladrilleros N° 236
Río Bueno	Comercio N° 296
Río Negro	Pedro Montt N° 687
Sn. José de la Mariquina	A. Carrillo N° 103
San Pablo	Paglieta N° 497
Valdivia	Yungay N° 630



CIUDAD	DIRECCIÓN
Chaitén	Ignacio Carrera Pinto N° 365
Chile Chico	Lautaro N° 191
Cochrane	Los Colonos N° 610
Coyhaique	Francisco Bilbao N° 412
Futaleufú	Piloto Carmona N° 572
Huichas	Poblador Caleta A. S/N
La Junta	Esmeralda N° 14
Lago Verde	Cacique Blanco N° 117-A
Mañihuales	Caupolicán N° 136
Palena	Vicente Pérez Rosales N° 416
Pto. Aysén	Serrano Montaner N° 538
Puerto Cisnes	Juan José La Torre S/N
Villa O`Higgins	Río Los Ñadis S/N

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 Edelaysen, 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.

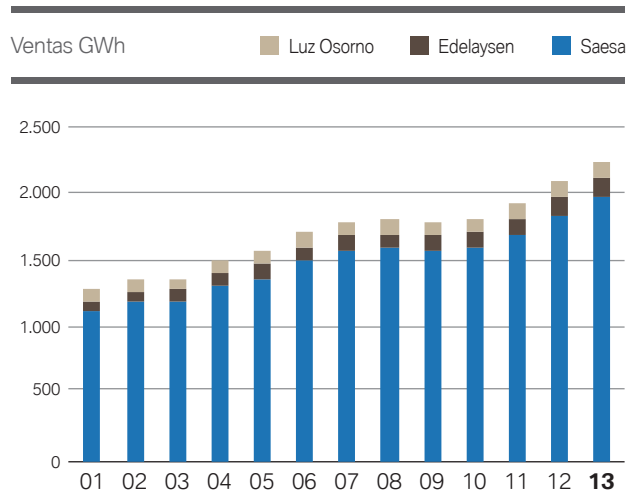
A partir del año 2010 el suministro está respaldado con contrato, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos

de suministro están vigentes a partir de 2010 y consideran una duración de 10 años.

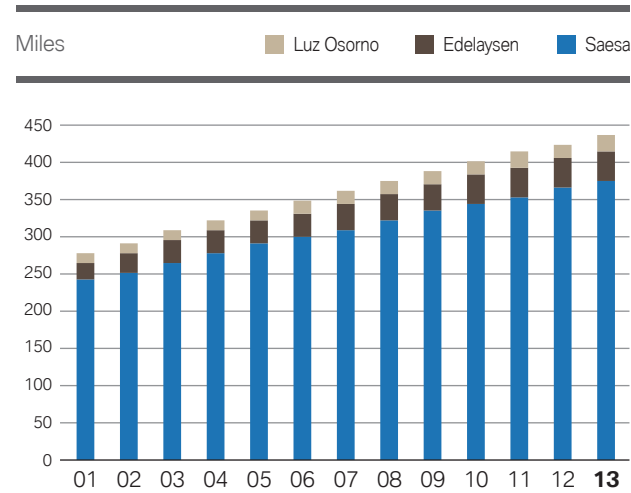
Debido al complejo escenario originado por la quiebra de Campanario S.A., la Superintendencia de Electricidad y Combustible, emitió la Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario 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

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.





## Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
 Capital suscrito y pagado: M\$ 304.501.634  
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,92% (Indirecta)  
 0,0004% (Directa)

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.

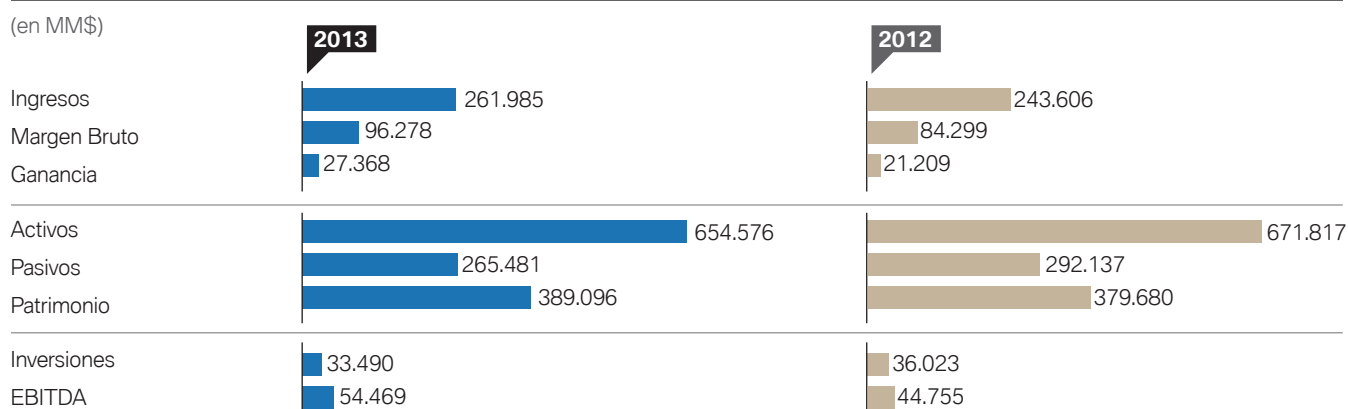
Saesa representa un 58,6% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

### Transacciones con partes relacionadas

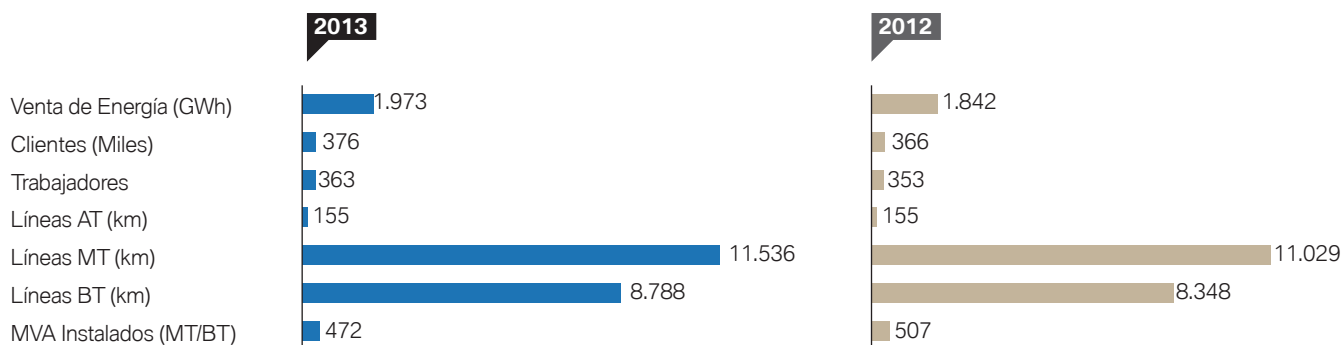
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están, la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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.

### ANTECEDENTES FINANCIEROS CONSOLIDADOS



### CIFRAS OPERACIONALES SAESA INDIVIDUAL



Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío, y Cautín Región de la Araucanía.

Frontel opera principalmente en los sectores rurales de estas regiones, abasteciendo cerca del 20% de la demanda. Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 107 km de líneas de 110 kV y 183 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS. Por último, participa en generación para un sistema aislado.

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

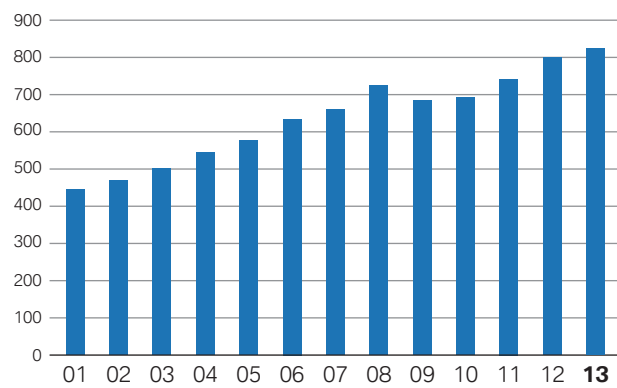
que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario. En consideración a lo anterior, durante el primer trimestre de 2012 Frontel y Saesa junto a su filial Luz Osorno, 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.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2013 ascienden a \$13.024 millones.

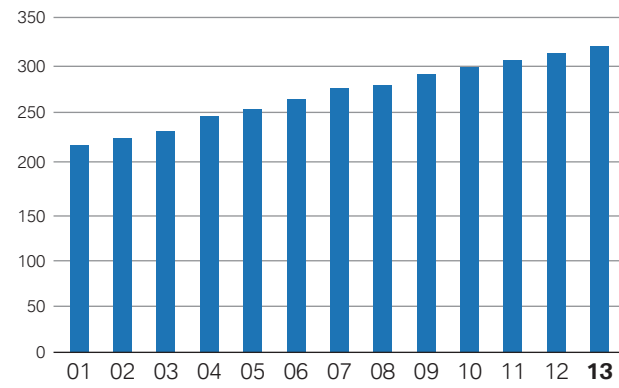
Las ventas de energía durante 2013 alcanzaron a 825 GWh.

Ventas GWh



Frontel al cierre del ejercicio atendía a 322 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,3% respecto del año 2012

Miles



Frontel representa un 23,9% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

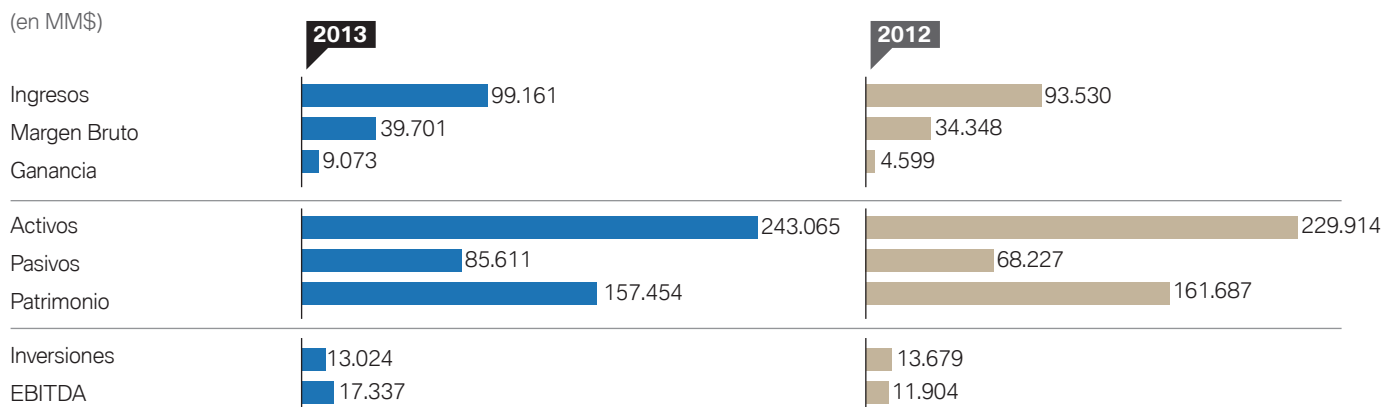
**Transacciones con partes relacionadas**

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

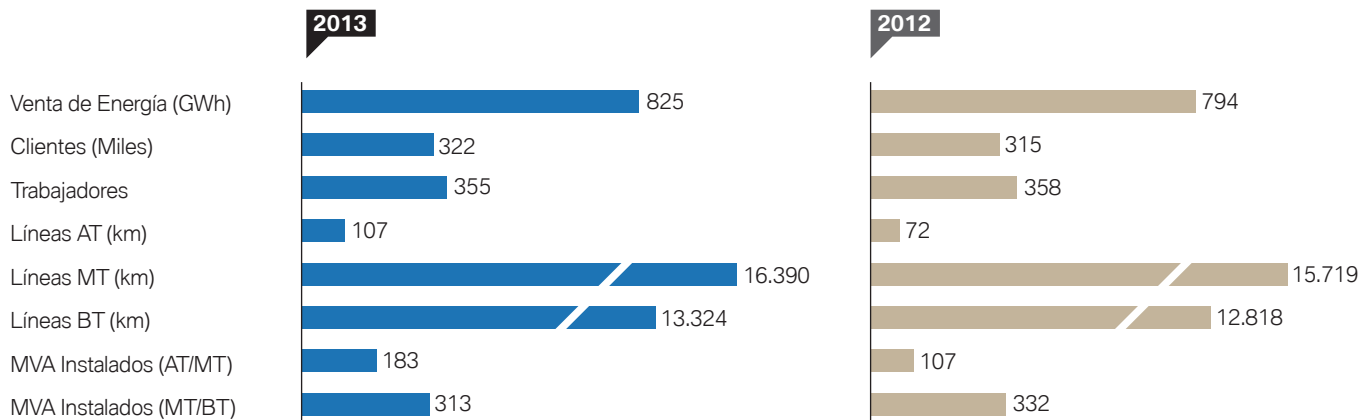
peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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.

ANTECEDENTES FINANCIEROS



CIFRAS OPERACIONALES



La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Actualmente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y un grupo de minicentrales diesel; en total, suman una capacidad de 155 MW.

Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC, a través de su relacionada Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA) y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Con fecha 30 de diciembre de 2011, la Sociedad se constituyó producto de una reestructuración societaria que implicó una división de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (Antigua SAGESA o Continuidora Legal), en la Continuidora Legal y la Sociedad. A SAGESA S.A. se le asignaron la mayor parte de los activos y pasivos de la Antigua SAGESA, quedando la Sociedad con el giro de generación de energía eléctrica.

Las inversiones realizadas por SAGESA S.A durante el año 2013 ascienden a \$2.049 millones.

Sagesa representa un 3,56% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

#### 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 los préstamos entre compañías, los cuales pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.

## ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS

### ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

(Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

M\$	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	3.897.442	4.878.727
Activos No Corrientes	37.585.644	31.749.921
<b>Total Activos</b>	<b>41.483.086</b>	<b>36.628.648</b>
M\$	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	12.856.961	10.209.165
Pasivos No Corrientes	5.588.462	5.007.881
<b>Total Pasivos</b>	<b>18.445.423</b>	<b>15.217.046</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>23.037.663</b>	<b>21.411.602</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>41.483.086</b>	<b>36.628.648</b>

## ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS

## ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN

(Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>M\$</b>		
Margen Bruto	5.272.457	6.238.054
Ganancia Antes de Impuesto	27.550	93.201
Impuesto a las Ganancias	(291.817)	264.894
Ganancia	(264.267)	358.095

## ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO

(Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>M\$</b>		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(451.964)	1.147.571
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(2.356.275)	(3.480.019)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	3.073.771	2.437.912
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	3.440	2.796
<b>Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>268.972</b>	<b>108.260</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	132.731	24.471
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	401.703	132.731

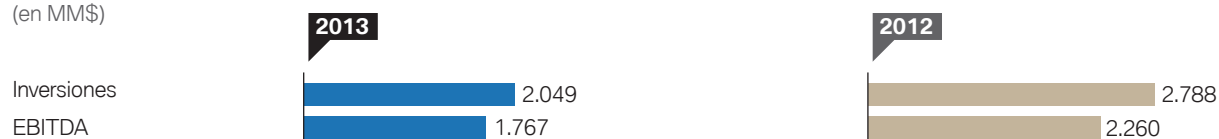
## ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

(Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>M\$</b>		
Saldo Inicial Reexpresado	21.411.602	22.784.591
Cambios en Patrimonio	1.626.061	(1.372.989)
<b>Saldo Final Periodo Actual</b>	<b>23.037.663</b>	<b>21.411.602</b>

## OTROS ANTECEDENTES FINANCIEROS

(en MM\$)





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, mantenimiento y operación de sistemas de transmisión para terceros, comercialización de energía y las demás actividades vinculadas con los objetos descritos, que acuerden sus organismos. SGA fue constituida como consecuencia de la división de STS, aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 25 de junio de 2003, donde se acordó la división de dicha sociedad a contar del 31 de marzo de 2003. En virtud de esta división, se le asignaron y traspasaron a SGA activos, pasivos y patrimonio a los valores contables determinados al 31 de marzo de 2003. En el ejercicio 2013, la Sociedad obtuvo un EBITDA de \$1.098 millones.

Luz Osorno representa un 1,38% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

#### 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

### ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>M\$</b>		
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	10.128.792	10.305.074
Activos No Corrientes	109.214	133.224
<b>Total Activos</b>	<b>10.238.006</b>	<b>10.438.298</b>
<b>M\$</b>		
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	2.055.399	3.346.964
Pasivos No Corrientes	-	1.046
<b>Total Pasivos</b>	<b>2.055.399</b>	<b>3.348.010</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>8.182.607</b>	<b>7.090.288</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>10.238.006</b>	<b>10.438.298</b>

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN

(Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>M\$</b>		
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
<b>M\$</b>		
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
<b>M\$</b>		
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

Edelaysen 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.

Edelaysen 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.

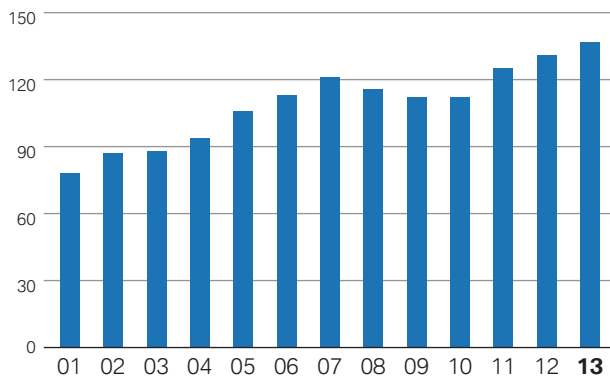
Edelaysen representa un 10,56% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

#### 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.

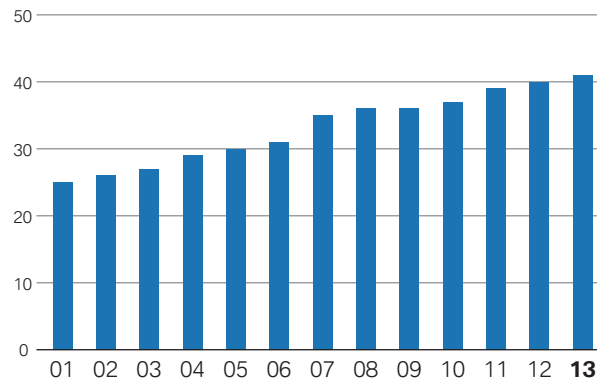
Las ventas de energía durante el 2013 alcanzaron a 137 GWh

Ventas GWh



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 41 mil clientes

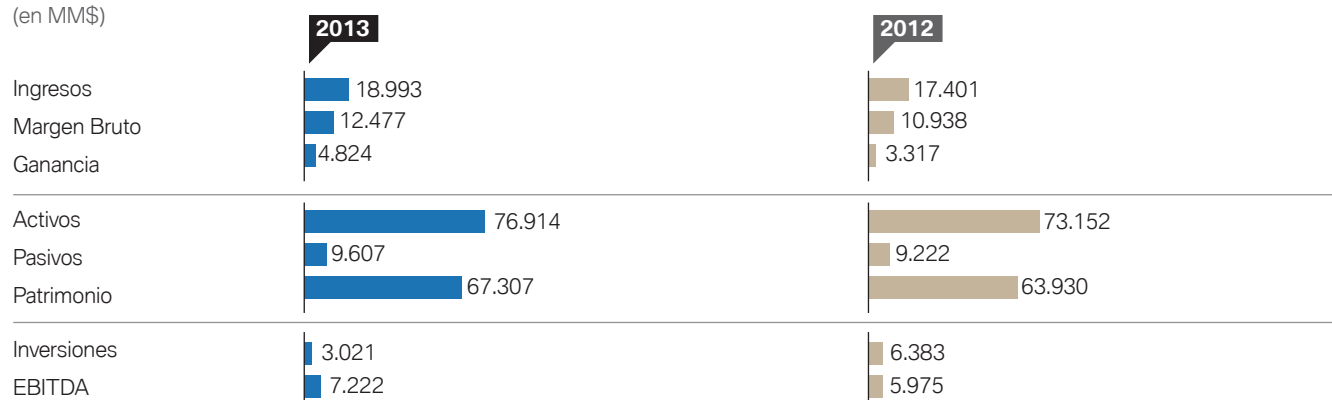
Miles



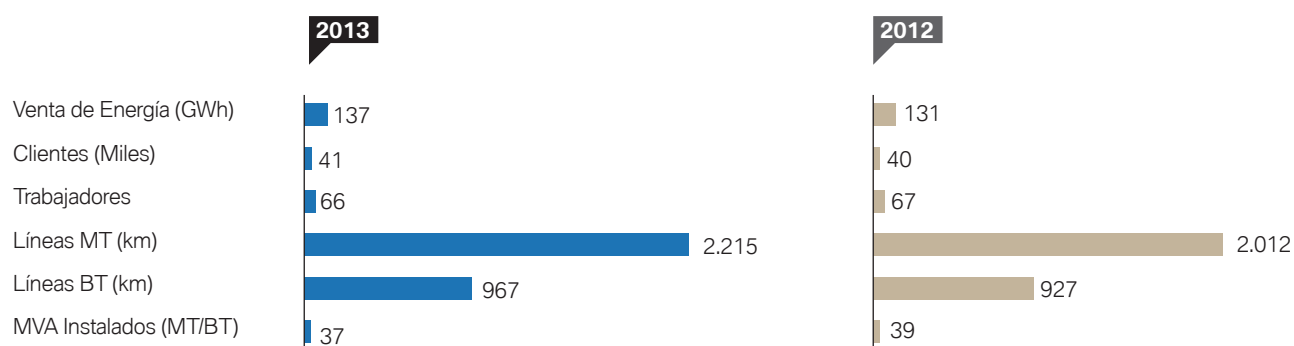


## ANTECEDENTES FINANCIEROS

(en MM\$)



## CIFRAS OPERACIONALES



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

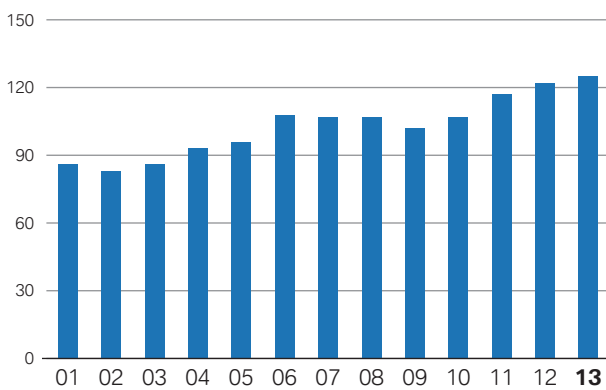
Frontel, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A, adjudicando a Endesa el bloque de suministro licitado, para el periodo mayo 2012-diciembre 2014.

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 2,68% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

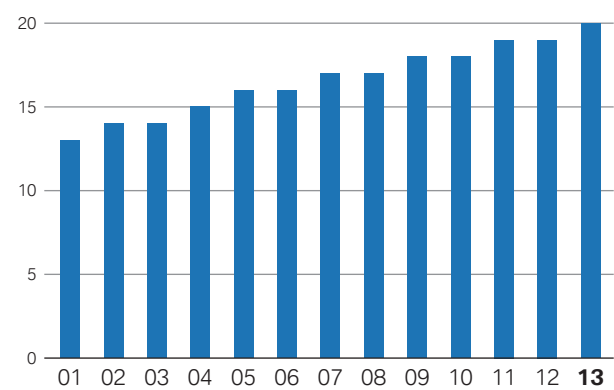
Las ventas de energía durante el 2013 alcanzaron a 125 GWh

Ventas GWh



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 20 mil clientes

Miles



## Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital suscrito y pagado: M\$10.557.505  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100% (Indirecta)

### Transacciones con partes relacionadas

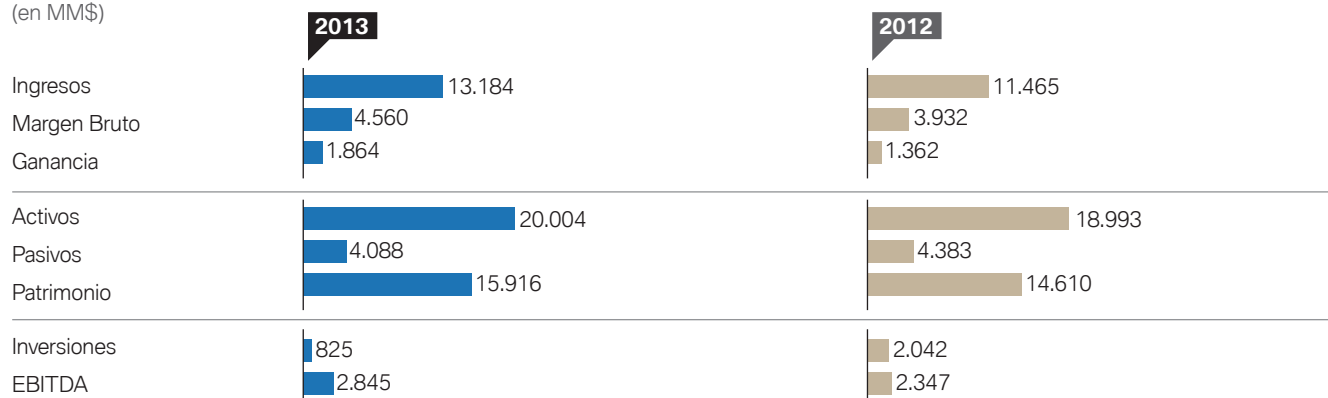
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones

están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

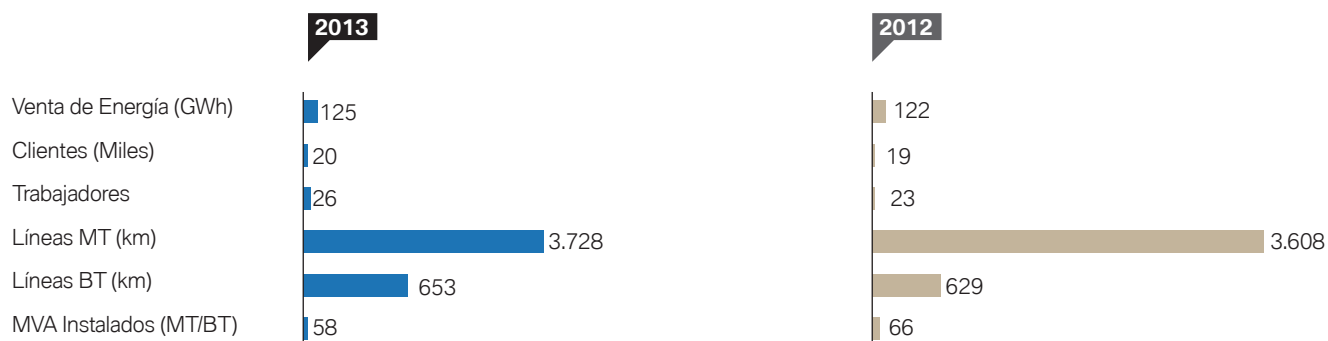
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

### ANTECEDENTES FINANCIEROS

(en MM\$)



### CIFRAS OPERACIONALES



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.

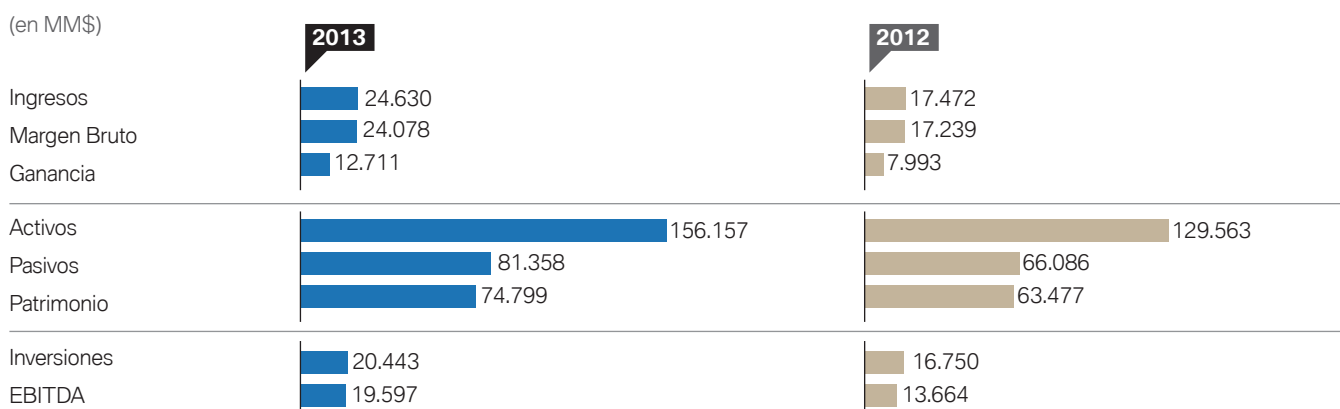
Estos servicios son remunerados mediante el pago de peajes por parte de los usuarios de dichas instalaciones de transmisión, cuyos valores, condiciones de aplicación y fórmulas de indexación están estipulados en el Decreto Supremo N°14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de subtransmisión, 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 Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

#### ANTECEDENTES FINANCIEROS

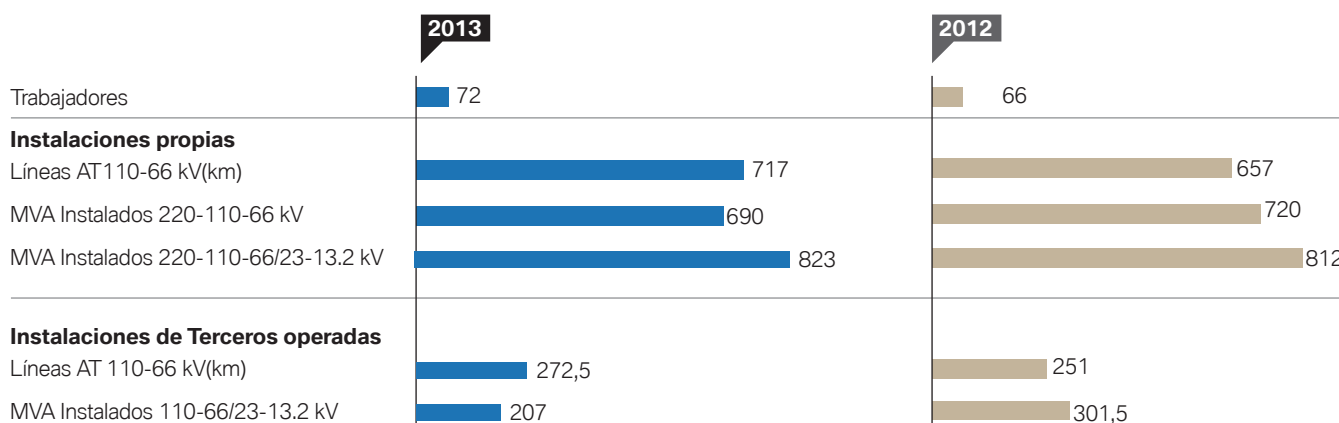


### Transacciones con partes relacionadas

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.

### CIFRAS OPERACIONALES



## Inv. Los Ríos Limitada

Con fecha 1 de julio de 2009, Inversiones Eléctricas del Sur S.A e Inversiones Grupo Saesa Ltda., constituyeron la sociedad Inversiones Los Ríos Ltda., con una participación actual de 99,997104% y 0,002896%, respectivamente.

La Sociedad tiene por objeto, entre otros, las actividades de inversiones en toda clase de bienes corporales y/o negocios de cuenta propia o ajena.

Con fecha 1 de julio de 2009, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. aportó, cedió y transfirió a Inversiones Los Ríos Ltda., sus derechos sociales en Inversiones Los Lagos Ltda..

Posteriormente, con fecha 5 de agosto de 2009, Inversiones Grupo Saesa Ltda. vendió, cedió y transfirió a Inversiones Los

Ríos Ltda. la totalidad de los derechos sociales en Inversiones Los Lagos Ltda..

Como consecuencia de lo anterior, Inversiones Los Ríos Ltda. adquirió el 100% de los derechos sociales, produciéndose la disolución de pleno derecho de Inversiones Los Lagos Ltda., pasando Inversiones Los Ríos Ltda. a sucederla en todos sus derechos y obligaciones.

En el ejercicio 2013, la Sociedad obtuvo un EBITDA de \$73.565 millones. Los Ríos representa un 85,9% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

## ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS CONSOLIDADOS

### ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

(Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

M\$	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	133.499.575	161.386.024
Activos No Corrientes	803.255.331	774.894.338
<b>Total Activos</b>	<b>936.754.906</b>	<b>936.280.362</b>
M\$	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	199.744.956	202.940.903
Pasivos No Corrientes	168.326.353	171.333.403
<b>Total Pasivos</b>	<b>368.071.309</b>	<b>374.274.306</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>568.683.597</b>	<b>562.006.056</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>936.754.906</b>	<b>936.280.362</b>

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 CONSOLIDADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN

(Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>M\$</b>		
Margen Bruto	141.252.168	124.885.168
Ganancia Antes de Impuesto	44.357.872	32.485.914
Impuesto a las Ganancias	(8.313.579)	(6.414.305)
Ganancia	36.044.293	26.071.609

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO

(Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>M\$</b>		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	78.132.502	57.609.835
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(59.194.649)	(59.564.278)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(59.554.465)	43.702.055
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(5.923)	4.462
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(40.622.535)	41.752.074
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	70.163.200	28.411.126
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	29.540.665	70.163.200

ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

(Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>M\$</b>		
Saldo Inicial Reexpresado	562.006.056	559.192.099
Cambios en Patrimonio	6.677.541	2.813.957
Saldo Final Periodo Actual	568.683.597	562.006.056

Con fecha 5 de agosto de 2009, como consecuencia de la división en cuatro sociedades de Inversiones Los Lagos Ltda., nace Inversiones Los Lagos IV Ltda..

La Sociedad tiene por objeto, entre otros, las actividades de inversiones en toda clase de bienes corporales y/o negocios de cuenta propia o ajena.

El principal activo de la Sociedad, es la inversión que posee en la Sociedad Sagesa S.A..  
En el ejercicio 2013, la Sociedad obtuvo un EBITDA de \$1.764 millones.

Los Lagos IV representa un 3,56% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

## 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 los préstamos entre compañías, los cuales pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS RESUMIDOS

### ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

(Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>M\$</b>		
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	3.931.657	4.879.084
Activos No Corrientes	37.995.484	32.109.229
<b>Total Activos</b>	<b>41.927.141</b>	<b>36.988.313</b>
<b>M\$</b>		
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	12.975.647	10.290.621
Pasivos No Corrientes	5.588.462	5.007.881
<b>Total Pasivos</b>	<b>18.564.109</b>	<b>15.298.502</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>23.363.032</b>	<b>21.689.811</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>41.927.141</b>	<b>36.988.313</b>



ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN  
 (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>M\$</b>		
Margen Bruto	5.272.457	6.238.054
Ganancia Antes de Impuesto	80.605	122.217
Impuesto a las Ganancias	(291.547)	265.610
Ganancia	(210.942)	387.827

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO  
 (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>M\$</b>		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(451.964)	1.142.571
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(2.356.275)	(3.480.019)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	3.073.771	2.437.912
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	3.440	2.796
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	268.972	103.260
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	133.068	29.808
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	402.040	133.068

ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO  
 (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
<b>M\$</b>		
Saldo Inicial Reexpresado	21.689.811	23.068.719
Cambios en Patrimonio	1.673.221	(1.378.908)
Saldo Final Periodo Actual	23.363.032	21.689.811

## DIRECTORIO

### Directores Titulares:

Iván Díaz-Molina, Presidente, RUT 14.655.033-9  
Luis Eduardo Pawluszek, Vicepresidente, Ppte. 16381228-N  
Francisco Alliende Arriagada, RUT 6.379.874-6  
Juan Ignacio Parot Becker, RUT 7.011.905-6  
Carlos Mauer Diaz Barriga, Ppte. 10900150323  
Francisco Mualim Tietz, RUT 6.139.056-1

### Directores Suplentes:

Ben Hawkins, Ppte. QB082458  
Marcelo Luengo Amar, RUT 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

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. y 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 Inversiones Eléctricas del Sur S.A..

**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% (Indirecta)

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA ELETRANS S.A.

	MUSD		M\$	
	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012
<b>ACTIVOS</b>				
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
<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>				
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 Ganancia (pérdida)	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
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	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012
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)

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA ELETRANS II S.A.

	MUSD	M\$
<b>ACTIVOS</b>	<b>31-12-2013</b>	<b>31-12-2013</b>
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
<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>31-12-2013</b>	<b>31-12-2013</b>
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	01/01/2013 al 31/12/2013
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	01/01/2013 al 31/12/2013
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)





- 1. Subestación Antillanca
- 2. Bocatoma Central Monreal
- 3. Central Cochrane
- 4. Distribución Sector Coyhaique
- 5. Central Lago Atravesado

## 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 Caracter 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

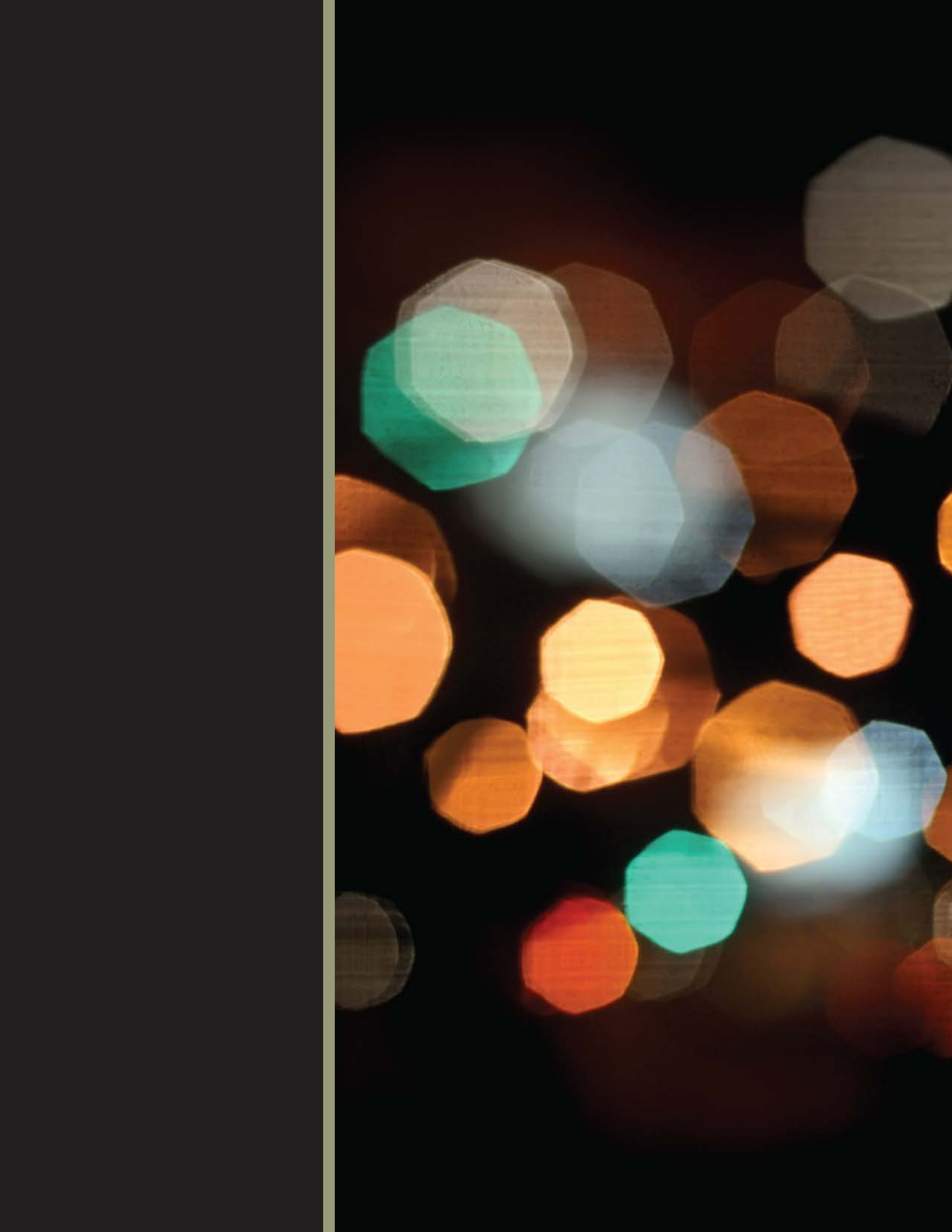


Francisco Alliende / RUT: 6.379.874-6  
Gerente General









## INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de  
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Inversiones Eléctricas del Sur 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.

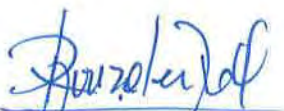
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

## Opinión

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

*Deloitte.*

Marzo 18, 2014  
Concepción, Chile



René González L.  
Rut: 12.380.681-6

**INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados de Situación Financiera**  
 Al 31 de diciembre de 2013 y 2012  
 (En miles de pesos – M\$)

<b>ACTIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31/12/2013 M\$</b>	<b>31/12/2012 M\$</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	30.712.894	70.264.105
Otros activos financieros corrientes	5	115.464	170.533
Otros activos no financieros corrientes		1.025.964	1.072.434
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6	84.762.641	73.675.694
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	7	613.863	296.457
Inventarios corrientes	8	13.377.581	12.224.470
Activos por Impuestos corrientes, corriente	9	7.774.173	6.227.272
<b>Total de activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.</b>		<b>138.382.580</b>	<b>163.930.965</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>138.382.580</b>	<b>163.930.965</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>			
Otros activos financieros no corrientes	10	10.474.223	8.949.871
Otros activos no financieros, no Corrientes		130.885	124.938
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6	12.959.239	15.135.689
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		-	230.407
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	28.526.882	28.890.657
Plusvalía	12	231.445.466	231.445.466
Propiedades, planta y equipo	13	508.197.195	477.697.495
Activos por impuestos diferidos	14	11.521.441	12.419.815
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>803.255.331</b>	<b>774.894.338</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>941.637.911</b>	<b>938.825.303</b>

**INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados de Situación Financiera**  
 Al 31 de diciembre de 2013 y 2012  
 (En miles de pesos - M\$)

<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31/12/2013 M\$</b>	<b>31/12/2012 M\$</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros corrientes	15	15.867.592	110.786.871
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	17	45.303.325	38.233.770
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	7	28.324.733	22.994.447
Otras provisiones corrientes	18	840.684	1.135.486
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	9	5.776.428	3.015.401
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	5.956.241	5.103.099
Otros pasivos no financieros corrientes	19	29.538.143	20.601.250
<b>Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>		<b>131.607.146</b>	<b>201.870.324</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>131.607.146</b>	<b>201.870.324</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros no corriente	15	377.971.279	310.885.553
Pasivo por impuestos diferidos	14	21.174.550	19.884.405
Otros pasivos no financieros no corrientes	20	13.509.546	11.774.807
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	18	6.036.390	5.332.746
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>418.691.765</b>	<b>347.877.511</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido	21	340.106.755	340.106.755
Ganancias (pérdidas) acumuladas	21	18.051.455	16.912.742
Otras reservas	21	27.171.922	26.258.563
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>385.330.132</b>	<b>383.278.060</b>
Participaciones no controladoras	21	6.008.868	5.799.408
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>		<b>391.339.000</b>	<b>389.077.468</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>941.637.911</b>	<b>938.825.303</b>

**INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR 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\$)

<b>Estado Resultados Integrales</b>	<b>NOTA</b>	<b>01/01/2013 al 31/12/2013 M\$</b>	<b>01/01/2012 al 31/12/2012 M\$</b>
<b>Ganancia (Pérdida)</b>			
Ingresos de actividades ordinarias	22	331.833.563	305.796.097
Otros ingresos	22	30.912.622	33.495.919
Materias primas y consumibles utilizados	23	(221.494.017)	(214.406.848)
Gastos por beneficios a los empleados	24	(22.582.631)	(20.451.150)
Gasto por depreciación y amortización	25	(18.786.321)	(17.513.448)
Otros gastos, por naturaleza	26	(45.157.018)	(45.652.150)
Otras ganancias (pérdidas)		(183.069)	135.556
Ingresos financieros	27	1.872.378	1.217.171
Costos financieros	27	(17.376.436)	(15.766.442)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación		(354.731)	(20.037)
Diferencias de cambio	27	(61.833)	612.986
Resultados por unidades de reajuste	27	(6.928.903)	(7.820.720)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>		<b>31.693.604</b>	<b>19.626.934</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	14	(7.153.016)	(5.125.126)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>		<b>24.540.588</b>	<b>14.501.808</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas			
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>24.540.588</b>	<b>14.501.808</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a</b>			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		24.127.175	14.226.337
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	21	413.413	275.471
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>24.540.588</b>	<b>14.501.808</b>
Ganancia (pérdida) por acción básica de operaciones continuadas	\$/acción	337,0607	198,7443
Ganancia (pérdida) por acción básica de operaciones discontinuadas	\$/acción	-	-
<b>Ganancia (pérdida) por Acción Básica</b>	\$/acción	<b>337,0607</b>	<b>198,7443</b>

**INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR 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 del Resultado Integral	NOTA	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		24.540.588	14.501.808
<b>Otro resultado integral</b>			
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(94.649)	(76.664)
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>		(94.649)	(76.664)
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>			
<b>Diferencias de cambio por conversión</b>			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		2.592.558	(2.580.789)
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión</b>		2.592.558	(2.580.789)
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		96.657	(278.911)
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>		96.657	(278.911)
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		(1.679.794)	444
<b>Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos</b>		(1.679.794)	444
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con beneficios a los empleados de otro resultado integral		18.930	15.333
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período</b>		18.930	15.333
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral		(19.332)	54.194
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período</b>		(19.332)	54.194
<b>Otro Resultado Integral</b>		914.370	(2.866.393)
<b>Resultado Integral Total</b>		25.454.958	11.635.415
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		25.040.534	11.358.190
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		414.424	277.225
<b>Resultado Integral Total</b>		25.454.958	11.635.415



## INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

### Estado 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\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
<b>Saldo Inicial al 01/01/2013</b>	340.106.755	-	-	-	(3.928.074)	(76.055)	(60.701)	30.323.393	26.258.563	16.912.742	383.278.060	5.799.408	389.077.468
<b>Ajustes de Periodos Anteriores</b>													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	340.106.755	-	-	-	(3.928.074)	(76.055)	(60.701)	30.323.393	26.258.563	16.912.742	383.278.060	5.799.408	389.077.468
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										24.127.175	24.127.175	413.413	24.540.588
Otro resultado integral					2.590.445	(1.601.230)	(75.856)		913.359		913.359	1.011	914.370
Resultado integral											25.040.534	414.424	25.454.958
Dividendos										(22.988.462)	(22.988.462)		(22.988.462)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios												(204.964)	(204.964)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios													
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control													
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	2.590.445	(1.601.230)	(75.856)	-	913.359	1.138.713	2.052.072	209.460	2.261.532
<b>Saldo Final al 31/12/2013</b>	340.106.755	-	-	-	(1.337.629)	(1.677.285)	(136.557)	30.323.393	27.171.922	18.051.455	385.330.132	6.008.868	391.339.000

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
<b>Saldo Inicial al 01/01/2012</b>	340.106.755	-	-	-	(1.349.838)	153.155	-	30.314.937	29.118.254	16.243.154	385.468.163	5.813.808	391.281.971
<b>Ajustes de Periodos Anteriores</b>													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	340.106.755	-	-	-	(1.349.838)	153.155	-	30.314.937	29.118.254	16.243.154	385.468.163	5.813.808	391.281.971
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										14.226.337	14.226.337	275.471	14.501.808
Otro resultado integral					(2.578.236)	(229.210)	(60.701)		(2.868.147)		(2.868.147)	1.754	(2.869.393)
Resultado integral										(13.556.749)	(13.556.749)	277.225	(13.556.749)
Dividendos													
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios													
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios								8.456	8.456		8.456	(291.625)	(283.169)
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control													
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(2.578.236)	(229.210)	(60.701)	8.456	(2.859.691)	669.588	(2.190.103)	(14.400)	(2.204.503)
<b>Saldo Final al 31/12/2012</b>	340.106.755	-	-	-	(3.928.074)	(76.055)	(60.701)	30.323.393	26.258.563	16.912.742	383.278.060	5.799.408	389.077.468

**INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados de Flujos 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 M\$	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>		<b>456.738.302</b>	<b>459.542.631</b>
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		456.489.253	459.171.928
Otros cobros por actividades de operación		249.049	370.703
<b>Clases de pagos</b>		<b>(377.086.512)</b>	<b>(401.542.026)</b>
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(350.674.426)	(376.156.566)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(17.516.129)	(17.259.631)
Otros pagos por actividades de operación		(8.895.957)	(8.125.829)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(2.055.282)	3.079.246
Otras entradas (salidas) de efectivo		23.970	831
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>77.620.478</b>	<b>61.080.682</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
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)
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		(60.737.300)	(61.363.406)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		2.781.655	2.860.508
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(57.929.370)</b>	<b>(58.738.207)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		<b>101.842.428</b>	<b>109.062.879</b>
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		75.176.408	74.215.756
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		26.666.020	34.847.123
Préstamos de entidades relacionadas		20.020.953	-
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(136.387.820)	(44.172.966)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(19.006.372)	-
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		11.897.996	4.380.223
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(20.160.727)	(11.098.070)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(17.442.854)	(18.858.278)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(59.236.396)</b>	<b>39.313.788</b>
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(39.545.288)	41.656.263
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>(5.923)</b>	<b>4.461</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(5.923)	4.461
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		<b>(39.551.211)</b>	<b>41.660.724</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		70.264.105	28.603.381
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo</b>	<b>4</b>	<b>30.712.894</b>	<b>70.264.105</b>

## INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

#### ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio .....	10
2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas .....	11
2.1. Principios contables .....	11
2.2. Nuevos pronunciamientos contables .....	11
2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas .....	12
2.4. Período cubierto.....	13
2.5. Bases de preparación.....	13
2.6. Entidades filiales .....	13
2.7. Principios de consolidación y combinación de negocios.....	14
2.8. Moneda funcional.....	15
2.9. Bases de conversión.....	15
2.10. Compensación de saldos y transacciones.....	15
2.11. Propiedades, planta y equipo .....	15
2.12. Activos intangibles .....	17
2.12.1. Plusvalía comprada.....	17
2.12.2. Servidumbres .....	17
2.12.3. Programas informáticos.....	17
2.12.4. Costos de investigación y desarrollo .....	17
2.13. Deterioro de los activos .....	17
2.14. Arrendamientos.....	18
2.15. Instrumentos financieros.....	19
2.15.1. Activos financieros no derivados .....	19
2.15.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes .....	19
2.15.3. Pasivos financieros no derivados .....	20
2.15.4. Derivados y operaciones de cobertura.....	20
2.15.5. Instrumentos de patrimonio .....	21
2.16. Inventarios .....	21
2.17. Participación en asociadas o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación.....	21
2.18. Otros pasivos no financieros.....	21
2.18.1. Ingresos diferidos .....	21
2.18.2. Subvenciones estatales.....	22
2.18.3. Obras en construcción para terceros.....	22
2.19. Provisiones .....	22
2.20. Beneficios a los empleados .....	22
2.21. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes .....	23
2.22. Impuesto a las ganancias .....	23
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 .....	24
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	25
3.1. Generación eléctrica .....	25
3.2. Transmisión y subtransmisión .....	26
3.3. Distribución .....	26
3.4. Marco regulatorio.....	28
3.4.1. Aspectos generales .....	28
3.4.2. Ley Corta I.....	28
3.4.3. Ley Corta II.....	30
3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores .....	30
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. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	37
7.1. Accionistas.....	37
7.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	37

7.3. Directorio y personal clave de la gerencia .....	38
8. Inventarios.....	39
9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes .....	40
10. Otros Activos Financieros No Corrientes .....	40
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía .....	41
12. Plusvalía.....	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 .....	46
16. Política de Gestión de Riesgos .....	58
16.1. Riesgo de negocio .....	58
16.1.1 Riesgo Regulatorio.....	58
16.2. Riesgo financiero .....	62
16.2.1 Tipo de cambio.....	62
16.2.2 Variación UF .....	62
16.2.3 Tasa de interés .....	63
16.2.4 Riesgo de liquidez.....	63
16.2.5 Riesgo de crédito .....	64
16.2.6 Instrumentos financieros por categoría.....	65
16.2.7 Instrumentos derivados.....	66
16.2.8 Valor justo de instrumentos financieros .....	67
17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.....	69
18. Provisiones.....	69
18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados .....	69
18.2. Otras provisiones a corto plazo .....	70
18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados .....	71
18.4. Juicios y multas.....	73
19. Otros pasivos no financieros corrientes .....	74
20. Otros pasivos no financieros no corrientes .....	74
21. Patrimonio .....	75
21.1. Patrimonio neto de la Sociedad .....	75
21.1.1. Capital suscrito y pagado .....	75
21.1.2. Dividendos.....	75
21.1.3. Otras reservas.....	75
21.1.4. Diferencias de conversión .....	76
21.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas .....	76
21.2. Gestión de capital .....	77
21.3. Restricciones a la disposición de fondos .....	77
21.4. Patrimonio de participaciones no controladores .....	77
22. Ingresos .....	78
23. Materias Primas y Consumibles Utilizados .....	78
24. Gastos de Personal.....	79
25. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.....	79
26. Otros Gastos por Naturaleza.....	79
27. Resultados Financieros.....	80
28. Información por Segmento .....	80
29. Hechos Posteriores.....	86
30. Medio Ambiente .....	86
31. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes .....	87
31.1. Garantías comprometidas con terceros .....	87
32. Cauciones Obtenidas de Terceros.....	88
33. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo.....	88
34. Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos.....	89
35. Información Adicional sobre Deuda Financiera .....	91
36. Moneda Extranjera .....	93

## **INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES**

### **Notas a los Estados financieros consolidados**

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

(En miles de pesos)

---

#### **1. Información General y Descripción del Negocio**

Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en adelante la “Sociedad” o “Eléctricas”, fue constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008 con el nombre de Inversiones SF SpA, con el objeto de realizar toda clase de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, como por ejemplo en acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades y la administración de estas inversiones y sus frutos.

La Sociedad comenzó sus operaciones en julio de 2008, mes en que compró los derechos sobre Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., Sociedad Matriz del Grupo Saesa, grupo compuesto por varias empresas del giro eléctrico, principalmente, Distribución, Transporte y Transformación, y Generación de energía eléctrica.

La Sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa. Los sectores en los que participa la Sociedad y sus filiales son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1.016, y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las sociedades filiales indirectas inscritas en el Registro de Valores son: Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Lagos II S.A.), Saesa, inscrita con el número 1.072, y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex Lagos III S.A.), Frontel, inscrita con el número 1.073.

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

Las Sociedades filiales indirectas no inscritas son Sagesa S.A. y Sociedad Generadora Austral S.A., SGA.

La Sociedad tiene también participación indirecta como controladora en la sociedad de inversión Inversiones Los Lagos IV Ltda. (Los Lagos IV), y participación directa como controladora en la sociedad de inversión Inversiones Los Ríos Ltda. Estas dos empresas no están inscritas en el Registro de Valores o Entidades Informantes.

Las filiales Saesa, Frontel, Edelayen y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

La filial Sagesa S.A. es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y varias centrales diesel con una potencia instalada de 110 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

Las actividades desarrolladas en transmisión corresponden principalmente a 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. Esta actividad es desarrollada principalmente por la filial STS.

## 2. Resumen de 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
NIC 27 (2011), Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 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 impactos significativos para la Sociedad y sus filiales en los montos reportados en estos estados financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

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.
<b>Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones</b>	
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Periodos 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	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 36, Deterioro de Activos- Revelaciones del importe recuperable para activos no financieros	Periodos 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	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
CINIIF 21, Gravámenes	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF	Periodos 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 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 y filiales, 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 revisan el valor libro de sus activos tangibles e intangibles, para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no puede 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 han 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 de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. 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 reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad, 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:** Las 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 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 evalúan 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 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 y anuales de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. 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 la 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:

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PAIS	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	93,2067%	93,2067%	93,2067%
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. (EX SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9999%	99,9999%	99,9999%
76.186.388-6	SAGESA S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	99,9249%	99,9249%	99,9249%
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	PESO CHILENO	99,9974%	0,0000%	99,9974%	99,9974%
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX Lagos II S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0004%	99,9160%	99,9164%	99,9164%
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (Ex Lagos III S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0008%	99,3125%	99,3133%	99,3133%

## 2.7. Principios de consolidación y combinación de negocios

Las Sociedades y sus 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 de 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 las sociedades 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 cambio 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 cada entidad del Grupo se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones 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 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 se distribuye como sigue:

Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Lagos II S.A.)	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex Lagos III S.A.)	Peso Chileno
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
Sagesa S.A.	Dólar Estadounidense

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en la Nota 2.7.

## 2.9. Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el año, 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 año, 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 a valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	31.12.2013	31.12.2012
	\$	\$
<b>Dólar Estadounidense</b>	524,61	479,96
<b>Unidad de Fomento</b>	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 precio pagado por la adquisición o construcción de cada elemento, el costo también 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\$1.582.264 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 y a M\$1.766.916 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$2.338.529 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 y a M\$2.337.275 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus 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 sus 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 año 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, consideran 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
<b>Edificio</b>	40-80
<b>Plantas y equipos :</b>	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
<b>Equipo de tecnología de la información :</b>	
Computación	5
<b>Instalaciones fijas y accesorios :</b>	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehiculos	7
<b>Otros equipos y herramientas :</b>	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 es inicialmente medido al costo y, posteriormente, medido 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 revisan el valor libro de sus activos tangibles e intangibles, para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no puede 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.

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, podría 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 UGE 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 habría 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 o eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro se ha deteriorado. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, por medio de evaluar el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

Cuando el monto recuperable de la UGE es menor al valor 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, el Grupo prepara 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, los demás se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo 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 asigna en cada período contable durante los períodos de uso esperado, de acuerdo con las políticas de amortización que adopte la Sociedad. 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 y 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 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 activos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses, desde la fecha del balance en que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por 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 ejercicios 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 ejercicio 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 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 filiales se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente, la Sociedad sólo tiene emitidos 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**

#### **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 cumplirá 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 entidad espera desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado financiero como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad y sus filiales tendrán que desembolsar para cancelar la obligación.

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

### **2.20. 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 ha 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 período, 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 producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del período.

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, 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 determina como la suma del impuesto corriente de las distintas empresa que conforman la consolidación y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del año, 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 contabilizado 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 y filiales puedan 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 año 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 y filiales no han realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilusivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

### 2.25. Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año 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.

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuable 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, entendiéndose por estos 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 Edelaysen, 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, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas eléctricos del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica de este último.

#### 3.1. Generación eléctrica

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

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

- a) **Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. 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 Edelayesen, existe una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años 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"> <li>▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada.</li> <li>▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados.</li> </ul> <p><u>Área No Común</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pagado por generadores y usuarios finales, de acuerdo a su participación esperada en los flujos de potencia de cada tramo.</li> </ul>
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**

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

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

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

### **c) Otros Servicios Asociados a la Distribución**

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

## **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:

<b>Efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>31/12/2013 M\$</b>	<b>31/12/2012 M\$</b>
Efectivo en Caja	2.532.870	2.849.045
Saldo en Bancos	1.338.889	1.808.212
Depósitos a plazo	-	50.084.556
Otros instrumentos de renta fija	26.841.135	15.522.292
<b>Totales</b>	<b>30.712.894</b>	<b>70.264.105</b>

Los Otros Instrumentos de renta fija corresponden a una cartera de instrumentos de renta fija, tales como fondos mutuos, inferior a tres 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.

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. Todos los tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones.

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

<b>Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo</b>	<b>Moneda</b>	<b>31/12/2013 M\$</b>	<b>31/12/2012 M\$</b>
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	30.708.781	70.235.606
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	4.113	28.499
<b>Totales</b>		<b>30.712.894</b>	<b>70.264.105</b>

#### 5. Otros Activos Financieros Corrientes

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

<b>Otros activos financieros corriente</b>	<b>Moneda</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
		<b>Corriente M\$</b>	<b>Corriente M\$</b>
Depósito a plazo en garantía (*)	USD	115.464	105.656
Derivado (**)	UF		64.877
<b>Totales</b>		<b>115.464</b>	<b>170.533</b>

(\*) Corresponde a depósitos realizados por Sagesa en una cuenta en dólares a nombre de Corpbanca, para garantizar el pago de cuota de arrendamiento financiero en esa misma moneda. La transacción de arrendamiento financiero contempla la prenda de contrato de venta de energía y potencia de Sagesa a SGA. Parte de los montos mensuales pagados por SGA a SAGESA, equivalente a 1/6 de la cuota semestral, deben ser colocados a nombre de Corpbanca para hacer frente a los pagos semestrales.

(\*\*) 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	66.153.753	-	55.893.948	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	30.506.681	13.483.678	29.156.745	15.660.128
<b>Totales</b>	<b>96.660.434</b>	<b>13.483.678</b>	<b>85.050.693</b>	<b>15.660.128</b>

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	63.112.200	-	51.124.976	-
Otras cuentas por cobrar, neto	21.650.441	12.959.239	22.550.718	15.135.689
<b>Totales</b>	<b>84.762.641</b>	<b>12.959.239</b>	<b>73.675.694</b>	<b>15.135.689</b>

Provisión de deterioro cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2013		31/12/2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	3.041.553	-	4.768.972	-
Otras cuentas por cobrar	8.856.240	524.439	6.606.027	524.439
<b>Totales</b>	<b>11.897.793</b>	<b>524.439</b>	<b>11.374.999</b>	<b>524.439</b>

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

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
<b>Facturados</b>	<b>57.499.964</b>	<b>57.456.322</b>
Energía y peajes	31.764.952	32.482.365
Anticipos para importaciones y proveedores	445.227	886.732
Cuenta por cobrar proyectos en curso	4.365.896	3.221.572
Otros	20.923.889	20.865.653
<b>No Facturados o provisionados</b>	<b>35.850.986</b>	<b>24.430.090</b>
Peajes uso de líneas eléctricas	2.999.290	2.954.931
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	11.611.429	3.229.393
Energía en medidores (*)	19.778.083	17.227.261
Provisión ingresos por obras	1.290.606	618.924
Otros	171.578	399.581
<b>Otros (Cuenta corriente empleados)</b>	<b>3.309.484</b>	<b>3.164.281</b>
<b>Totales</b>	<b>96.660.434</b>	<b>85.050.693</b>
Provisión deterioro	(11.897.793)	(11.374.999)
<b>Totales, Neto</b>	<b>84.762.641</b>	<b>73.675.694</b>

(\*) 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	3.496.052	3.226.444
Anticipos para importaciones y proveedores	445.227	887.072
Cuenta por cobrar proyectos en curso	5.656.501	3.840.497
Deudores materiales y servicios	5.611.006	7.329.786
Cuenta corriente al personal	3.309.483	3.164.281
Otros deudores	11.988.412	10.708.665
<b>Totales</b>	<b>30.506.681</b>	<b>29.156.745</b>
Provisión deterioro	(8.856.240)	(6.606.027)
<b>Totales, Neto</b>	<b>21.650.441</b>	<b>22.550.718</b>

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2013 es de M\$97.721.880 y al 31 de diciembre de 2012 es de M\$88.811.383.

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 DFL4/2006, 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 DFL4/2006, 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 759.614 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	680.006	40%
Comercial	46.902	26%
Industrial	5.244	21%
Otros	27.462	14%
<b>Total</b>	<b>759.614</b>	<b>100%</b>

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 otros relacionado con otras ventas, que corresponden 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).

- 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	21.741.186	21.025.422
Con vencimiento entre tres y seis meses	748.532	638.697
Con vencimiento entre seis y doce meses	608.005	657.972
Con vencimiento mayor a doce meses	189.806	339.711
<b>Totales</b>	<b>23.287.529</b>	<b>22.661.802</b>

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	66%	66%
361 o más	100%	100%

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

- 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	401.365	68.311.591	4.828	3.255.012	406.193	71.566.603	413.283	58.011.816	5.142	3.235.571	418.425	61.247.387
Entre 1 y 30 días	237.550	13.278.871	2.688	398.116	240.238	13.676.987	229.509	12.988.997	2.611	790.863	232.120	13.779.860
Entre 31 y 60 días	60.236	6.685.868	826	748.671	61.062	7.434.539	62.038	6.425.451	1.044	179.062	63.082	6.604.513
Entre 61 y 90 días	7.106	670.727	186	21.133	7.292	691.860	4.710	680.752	112	18.775	4.822	699.527
Entre 91 y 120 días	3.084	297.232	102	10.422	3.186	307.654	2.831	282.726	90	11.999	2.921	294.725
Entre 121 y 150 días	2.642	391.943	125	23.980	2.767	415.923	2.318	240.613	90	16.503	2.408	257.116
Entre 151 y 180 días	2.148	214.172	99	19.356	2.247	233.528	1.820	244.327	43	6.609	1.863	250.936
Entre 181 y 210 días	1.958	346.865	91	11.132	2.049	357.997	1.541	161.355	41	6.821	1.582	168.176
Entre 211 y 250 días	1.999	390.170	87	13.125	2.086	403.295	1.873	580.501	51	6.367	1.924	586.868
Más de 250 días	22.077	9.444.058	1.776	379.274	23.853	9.823.332	29.613	10.017.939	1.096	208.222	30.709	10.226.161
<b>Totales</b>	<b>740.165</b>	<b>100.031.497</b>	<b>10.808</b>	<b>4.880.221</b>	<b>750.973</b>	<b>104.911.718</b>	<b>749.536</b>	<b>89.634.477</b>	<b>10.320</b>	<b>4.480.792</b>	<b>759.856</b>	<b>94.115.269</b>

- e) Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, la cartera en cobranza judicial y protestada es, 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	242	256.189	206	110.249
Documentos por cobrar en cobranza judicial	592	6.303.898	461	6.554.359
<b>Totales</b>	<b>834</b>	<b>6.560.087</b>	<b>667</b>	<b>6.664.608</b>

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

<b>Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro</b>	<b>Corriente y no corriente M\$</b>
<b>Saldo al 01 de enero de 2012</b>	<b>11.204.561</b>
Aumentos (disminuciones) del período	1.246.121
Montos castigados	(551.244)
<b>Saldo al 31 de diciembre 2012</b>	<b>11.899.438</b>
Aumentos (disminuciones) del período	2.750.038
Montos castigados	(2.227.244)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>12.422.232</b>

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

<b>Provisiones y castigos</b>	<b>Saldo al</b>	
	<b>31/12/2013 M\$</b>	<b>31/12/2012 M\$</b>
Provisión cartera no repactada	2.125.359	403.487
Provisión cartera repactada	697.204	931.819
Castigos del período	(2.227.244)	(555.429)
Recuperos del período	(72.525)	(85.000)
<b>Totales</b>	<b>522.794</b>	<b>694.877</b>

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 Grupo Saesa	60	71.581.000	71.581.060	99,9999%
Cóndor Holding SpA	40		40	0,0001%
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>71.581.000</b>	<b>71.581.100</b>	<b>100%</b>

### 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 relacionadas 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 las sociedades filiales Saesa y Frontel, y la Sociedad, 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 relacionadas, 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 no existen garantías otorgadas a los saldos con empresas relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

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

#### a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	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\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	609.434		292.028	
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.262		2.262	
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.167		2.167	
<b>Totales</b>							<b>613.863</b>	<b>-</b>	<b>296.457</b>	<b>-</b>

#### b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	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\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.730.881	-	2.730.881	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	UF	18.346.976	-	16.007.711	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	7.246.574	-	4.255.641	-
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	302	-	214	-
<b>Totales</b>							<b>28.324.733</b>	<b>-</b>	<b>22.994.447</b>	<b>-</b>



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

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Matriz	Intereses Préstamos en Cuenta Corriente	(1.080.445)	(1.295.600)

**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 periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2013 se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores, por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, 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 está compuesto por 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.

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

No existen saldos por cobrar y pagar a los 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 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2013 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2014.

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas. 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 M\$	31/12/2012 M\$
Iván Díaz-Molina	1.378	1.356
Jorge Lesser García-Huidobro	1.378	1.356
<b>Totales</b>	<b>2.756</b>	<b>2.712</b>

**c) Durante el ejercicio 2013 y 2012, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.**

**d) Compensaciones del personal clave de la gerencia**

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

**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	11.530.256	11.252.480	277.776
Materiales en tránsito	76.414	3.457	72.957
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.163.822	1.119.389	44.433
Petróleo	1.002.255	1.002.255	-
<b>Totales</b>	<b>13.772.747</b>	<b>13.377.581</b>	<b>395.166</b>

Al 31 de diciembre de 2012:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	9.634.932	9.298.274	336.658
Materiales en tránsito	205.725	97.110	108.615
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.596.523	1.570.939	25.584
Petróleo	1.258.147	1.258.147	-
<b>Totales</b>	<b>12.695.327</b>	<b>12.224.470</b>	<b>470.857</b>

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\$40.355 para el ejercicio 2013 y un cargo de M\$166.612 para el ejercicio 2012.

Movimiento Provisión	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Provisión Ejercicio	40.355	166.612
Aplicaciones a provisión	(116.046)	(735.180)
<b>Totales</b>	<b>(75.691)</b>	<b>(568.568)</b>

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	28.975.123	28.890.237
Otros gastos por naturaleza (*)	2.211.315	2.494.819
<b>Totales</b>	<b>31.186.438</b>	<b>31.385.056</b>

(\*) 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\$15.992.055 (M\$18.024.628 en 2012) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2013 ascienden a M\$672.595 (M\$1.562.325 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 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Impuesto renta por recuperar	7.334.940	5.737.505
IVA Crédito fiscal por recuperar	351.804	408.959
Crédito por utilidades absorbidas	20	10.477
Crédito Sence	67.023	50.228
Crédito activo fijo	20.386	20.103
<b>Totales</b>	<b>7.774.173</b>	<b>6.227.272</b>

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

	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Impuesto a la renta	3.427.053	1.025.667
Iva Débito fiscal	2.264.543	1.762.943
Otros	84.832	226.791
<b>Totales</b>	<b>5.776.428</b>	<b>3.015.401</b>

### 10. Otros Activos Financieros No Corrientes

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

Otros activos financieros no corriente	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Crédito por Impuesto Ley Austral	520.085	-
Remanente crédito fiscal	9.954.138	8.949.871
<b>Totales</b>	<b>10.474.223</b>	<b>8.949.871</b>

Este activo corresponde a remanente crédito fiscal (impuesto específico) y crédito por impuesto Ley Austral, que se recuperará en periodos futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de las sociedades y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base 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\$
<b>Activos Intangibles Identificables Neto</b>	<b>28.526.882</b>	<b>28.890.657</b>
Servidumbres	27.173.860	27.169.413
Software	1.353.022	1.721.244

Activos Intangibles Bruto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
<b>Activos Intangibles Identificables Bruto</b>	<b>34.015.870</b>	<b>33.685.579</b>
Servidumbres	27.173.860	27.169.413
Software	6.842.010	6.516.166

Amortización Activos Intangibles	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
<b>Activos Intangibles Identificables</b>	<b>(5.488.988)</b>	<b>(4.794.922)</b>
Servidumbres	-	-
Software	(5.488.988)	(4.794.922)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Movimiento año 2013	Servidumbre	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Activos Intangibles, Neto
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2013</b>	<b>27.169.413</b>	<b>1.721.244</b>	<b>28.890.657</b>
Movimientos			
Adiciones	4.447	585.920	590.367
Gastos por amortización	-	(954.142)	(954.142)
Total movimientos	4.447	(368.222)	(363.775)
<b>Saldo final al 31 de Diciembre de 2013</b>	<b>27.173.860</b>	<b>1.353.022</b>	<b>28.526.882</b>

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Movimiento año 2012	Servidumbre	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Activos Intangibles, Neto
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2012</b>	<b>27.169.413</b>	<b>2.359.497</b>	<b>29.528.910</b>
Movimientos			
Adiciones	-	400.480	400.480
Gastos por amortización	-	(1.038.733)	(1.038.733)
Total movimientos	-	(638.253)	(638.253)
<b>Saldo final al 31 de Diciembre de 2012</b>	<b>27.169.413</b>	<b>1.721.244</b>	<b>28.890.657</b>

Los derechos de servidumbre se presentan al costo, y los adquiridos a partir de la fecha de transición a costos 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

El detalle de la plusvalía al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Rut	Compañía	31/12/2013	31/12/2012
		M\$	M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
91715000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
<b>Totales</b>		<b>231.445.466</b>	<b>231.445.466</b>

La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. , Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente cada una de esas sociedades compradas 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 las sociedades Saesa, Rut 96.956.660-5, y Frontel, RUT 96.867.780-k, 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 Saesa (Ex Los Lagos II) y Frontel (Ex Los Lagos III).

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo 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 31 de diciembre de 2012:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>508.197.195</b>	<b>477.697.495</b>
Terrenos	15.365.689	15.332.666
Edificios	8.469.015	8.762.742
Planta y Equipo	376.918.653	370.614.979
Equipamiento de Tecnologías de la Información	845.125	1.161.265
Instalaciones Fijas y Accesorios	394.733	474.004
Vehículos de Motor	2.681.658	2.196.512
Bienes Arrendados (Leasing)	8.244.464	7.375.097
Construcciones en Curso	92.288.601	68.390.499
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.989.257	3.389.731

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>644.648.228</b>	<b>598.438.291</b>
Terrenos	15.365.689	15.332.666
Edificios	14.087.525	14.102.310
Planta y Equipo	497.550.014	475.863.772
Equipamiento de Tecnologías de la Información	3.073.526	3.363.432
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.250.960	1.265.449
Vehículos de Motor	5.134.784	4.318.343
Bienes Arrendados (Leasing)	10.095.037	8.775.703
Construcciones en Curso	92.288.601	68.390.499
Otras Propiedades, Planta y Equipo	5.802.092	7.026.117

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(136.451.033)</b>	<b>(120.740.796)</b>
Edificios	(5.618.510)	(5.339.568)
Planta y Equipo	(120.631.361)	(105.248.793)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.228.401)	(2.202.167)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(856.227)	(791.445)
Vehículos de Motor	(2.453.126)	(2.121.831)
Bienes Arrendados (Leasing)	(1.850.573)	(1.400.606)
Otros	(2.812.835)	(3.636.386)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2013:

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	Mejoras de Bienes Arrendados	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	15.332.666	8.762.742	370.614.979	1.161.265	474.004	2.196.512	7.375.097	68.390.499	3.389.731
Adiciones	21.730	-	28.326.720	431.203	169	1.139.228	469.367	33.856.789	296.194
Retiros	(10.593)	(14.432)	(8.752.013)	(440)	(7.359)	(144.809)	-	(9.755.700)	(203.997)
Gastos por depreciación	-	(296.119)	(15.088.850)	(746.946)	(74.285)	(522.818)	(302.393)	-	(499.006)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	(301.762)	-
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	21.886	16.824	1.817.817	43	2.204	13.545	682.393	96.775	4.335
Total movimientos	33.023	(293.727)	6.303.674	(316.140)	(79.271)	485.146	869.367	23.896.102	(400.474)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2013	15.365.689	8.469.015	376.918.653	845.125	394.733	2.681.658	8.244.464	92.286.601	2.989.257

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2012:

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	Bienes en modalidad de arrendamiento financiero	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	15.247.659	9.001.938	347.793.142	1.441.272	571.905	2.646.140	7.367.162	57.396.858	3.191.762
Adiciones	104.241	128.117	41.273.699	183.029	892	235.215	963.747	34.339.065	837.295
Retiros	-	(57.483)	(3.503.677)	(6.565)	(9.102)	(128.382)	-	(22.481.943)	(30.825)
Gastos por depreciación	-	(294.351)	(13.903.993)	(456.215)	(87.337)	(548.937)	(245.899)	-	(604.121)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	(186.678)	-	-	-	(147.184)	-	-
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	(19.234)	(15.479)	(857.514)	(256)	(2.354)	(7.524)	(562.729)	(863.481)	(4.380)
Total movimientos	85.007	(239.196)	22.821.837	(280.007)	(97.901)	(449.628)	7.935	10.993.641	197.969
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	15.332.666	8.762.742	370.614.979	1.161.265	474.004	2.196.512	7.375.097	68.390.499	3.389.731

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

#### Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por Depreciación y Amortización del Resultado de Explotación".
- Las empresas del Grupo Saesa 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.
- Bienes en modalidad de arrendamiento financiero. Se incluye en este ítem una transacción de leasing en dólares de la filial Sagesa S.A.
- Los activos en construcción, según se explica en Nota 2.11, incluyen activación de costos financieros por M\$1.582.264 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, y a M\$1.766.916 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$2.338.529 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y a M\$2.337.275 por el ejercicio 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.
- El 06 de junio de 2005, el proyecto Turbina Coronel fue vendido a CORPBANCA mediante un Contrato de Leaseback por un valor de M\$ 11.788.462. El valor equivalente en dólares de la venta, alcanzó a los US\$ 20,08 millones. Con esta misma fecha, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. actual Sagesa S.A., hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada la turbina. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing y un valor al 31 de diciembre de 2013 de M\$ 190.756.

El valor presente de los pagos futuros derivados de este arrendamiento, incluido en Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes, es el siguiente:

	31/12/2013			31/12/2012		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.160.667	22.241	1.138.425	1.064.054	40.413	1.023.641
Entre un año y cinco años	580.333	4.879	575.454	1.596.081	29.465	1.566.616
<b>Totales</b>	<b>1.741.000</b>	<b>27.120</b>	<b>1.713.879</b>	<b>2.660.135</b>	<b>69.878</b>	<b>2.590.257</b>

#### 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:

<b>Gasto por Impuesto a las Ganancias</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Gasto por impuestos corrientes	5.170.573	2.755.080
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	(221.693)	(335.906)
Otro gasto por impuesto corriente	3.088	3.182
<b>Gasto por impuestos corrientes, neto, total</b>	<b>4.951.968</b>	<b>2.422.356</b>
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	2.201.048	2.702.770
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido		-
<b>Gasto por impuestos diferidos, neto, total</b>	<b>2.201.048</b>	<b>2.702.770</b>
<b>Gasto por impuesto a las ganancias</b>	<b>7.153.016</b>	<b>5.125.126</b>

<b>Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral	(19.332)	54.194
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	18.930	15.333
<b>Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral</b>	<b>(402)</b>	<b>69.527</b>

La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a "Ganancia (pérdida) antes de Impuestos", al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es la siguiente:

<b>Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Ganancia Contable antes de Impuesto</b>	<b>31.693.604</b>	<b>19.626.934</b>
<b>Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (20%)</b>	<b>(6.338.721)</b>	<b>(3.925.387)</b>
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	225.859	163.540
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(647.134)	(452.044)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	(29.207)	(524.498)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(161.944)	(413.349)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	(201.869)	26.612
<b>Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>(814.295)</b>	<b>(1.199.739)</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva</b>	<b>(7.153.016)</b>	<b>(5.125.126)</b>
<b>Tasa impositiva efectiva</b>	<b>22,57%</b>	<b>26,11%</b>



## 14.2. Impuestos Diferidos

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

Diferencia temporal	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	20.485.090	19.331.017
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	70.100	45.350	24.517	22.466
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	2.484.447	2.379.889	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	223.449	249.943	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	79.034	94.172	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	2.644.939	2.707.952	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	114.114	837.617	464.923	466.142
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	1.950.558	1.018.041	104.111	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	653.140	496.794	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	80.950	67.788	95.909	57.316
Impuestos diferidos relativos a derivados	-	19.637	-	-
Impuestos diferidos por leaseback	342.776	518.051	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	703.898	612.933	-	-
Incrementos (disminuciones) por diferencias de cambios netas, pasivos (activos) por impu	718.637	1.257.386	-	7.464
<b>Total Impuestos Diferidos</b>	<b>11.521.441</b>	<b>12.419.815</b>	<b>21.174.550</b>	<b>19.884.405</b>

- b) Los movimientos de los rubros "Impuestos Diferidos", de los estados de situación financiera consolidado 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
<b>Saldo al 01 de enero de 2012</b>	<b>11.992.360</b>	<b>16.812.729</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	376.707	3.079.477
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	54.262	(15.265)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(3.514)	7.464
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>12.419.815</b>	<b>19.884.405</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(884.508)	1.316.540
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(19.333)	(18.931)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	5.467	(7.464)
<b>Saldo al 31 de diciembre 2013</b>	<b>11.521.441</b>	<b>21.174.550</b>

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

Todas las empresas del Grupo 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 31 de diciembre de 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	-	-	44.219.616	-
Bonos	14.729.167	377.395.825	65.095.987	309.318.937
Derivado	-	-	447.627	-
Leasing	1.138.425	575.454	1.023.641	1.566.616
<b>Totales</b>	<b>15.867.592</b>	<b>377.971.279</b>	<b>110.786.871</b>	<b>310.885.553</b>

b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos bancarios vigentes 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	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	al 31-12-2012
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Pesos	Mensual	6,10%	Sin Garantía	6.007.280	-	6.007.280	-	-	-
Chile	USD	Cuatrimstral	0,96%	Sin Garantía	6.052.288	-	6.052.288	-	-	-
Chile	USD	Cuatrimstral	0,94%	Sin Garantía	5.955.811	-	5.955.811	-	-	-
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	-	-	-
Chile	Pesos	Cuatrimstral	6,50%	Sin Garantía	4.991.138	-	4.991.138	-	-	-
<b>Totales</b>					<b>23.006.517</b>	<b>21.213.099</b>	<b>44.219.616</b>	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2013 no hay préstamos bancarios vigentes.

c) El desglose por banco de los Préstamos bancarios, vigentes 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 a 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	96.526.410-8	PESOS	6,10%	Mensual	6.007.280	-	6.007.280	-	-	-	-
SAESA	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,96%	Semestral	-	12.104.577	12.104.577	-	-	-	-
STS	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,85%	Semestral	-	9.108.522	9.108.522	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,96%	Cuatrimstral	6.052.288	-	6.052.288	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-8	USD	0,94%	Cuatrimstral	5.955.811	-	5.955.811	-	-	-	-
FRONTEL	SCOTIABANK	97.018.000-1	PESOS	6,50%	Cuatrimstral	4.991.138	-	4.991.138	-	-	-	-
<b>Totales</b>						<b>23.006.517</b>	<b>21.213.099</b>	<b>44.219.616</b>	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2013 no hay préstamos bancarios vigentes.

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

Segmento País	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente												
			Vencimiento			Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente									
			Indeterminada	Hasta 1 mes	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\$	M\$	M\$
Chile	3,48%	Sin Garantía	-	-	-	-	3.616.672	3.616.672	10.323.551	3.496.434	-	-	13.819.985						
Chile	3,00%	Sin Garantía	-	-	4.079.037	-	4.079.037	11.654.780	7.377.661	-	-	19.032.441							
Chile	3,60%	Sin Garantía	-	-	232.439	-	232.439	-	-	-	22.440.802	22.440.802							
Chile	3,75%	Sin Garantía	-	-	-	358.641	358.641	-	-	-	56.834.645	56.834.645							
Chile	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.510.794	1.510.794	3.995.925	2.663.950	-	8.657.836	15.317.711							
Chile	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.816.058	1.816.058	-	-	-	92.053.059	92.053.059							
Chile	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	2.232.079	2.232.079	-	-	-	88.199.397	88.199.397							
Chile	3,90%	Sin Garantía	-	-	-	883.447	883.447	-	-	-	69.697.785	69.697.785							
		<b>Totales</b>	-	-	<b>4.311.476</b>	<b>10.417.691</b>	<b>14.729.167</b>	<b>25.974.256</b>	<b>13.538.045</b>	<b>337.883.524</b>	<b>377.395.825</b>								

Segmento País	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente											
			Vencimiento			Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente								
			Indeterminada	Hasta 1 mes	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\$	M\$
Chile	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	55.297.647	55.297.647	-	-	-	-	-						
Chile	3,48%	Sin Garantía	-	-	-	3.564.534	3.564.534	10.040.731	6.852.225	-	-	16.892.956						
Chile	3,00%	Sin Garantía	-	-	190.203	-	190.203	11.420.375	7.147.990	-	3.762.573	22.330.938						
Chile	3,60%	Sin Garantía	-	-	227.765	-	227.765	-	-	-	21.968.793	21.968.793						
Chile	3,75%	Sin Garantía	-	-	-	351.435	351.435	-	-	-	55.619.406	55.619.406						
Chile	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	-	9.788.893	16.314.821						
Chile	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.780.208	1.780.208	-	-	-	90.137.099	90.137.099						
Chile	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	2.189.769	2.189.769	-	-	-	86.054.924	86.054.924						
		<b>Totales</b>	-	-	<b>417.968</b>	<b>64.678.019</b>	<b>65.095.987</b>	<b>25.376.663</b>	<b>16.610.586</b>	<b>267.331.688</b>	<b>309.318.937</b>							

(\*) El 20 de diciembre de 2012, la filial Saesa colocó la serie L por UF 2.500.000, cuyo objetivo principal fue el pago de la serie F.

El 29 de agosto de 2013, la Sociedad colocó la serie H por UF 3.000.000, cuyo objetivo principal es el pago de deuda de corto plazo y financiamiento de nuevas inversiones.

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 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 a 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
FRONTEL	BONO SERIE A/N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.510.794	1.510.794	3.995.925	2.663.950	8.657.836	15.317.711
SAESA	BONO SERIE G/N°301	UF	3,48%	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
ELECTRICAS	BONO SERIE E/N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	1.816.058	1.816.058	-	-	92.053.059	92.053.059
ELECTRICAS	BONO SERIE D/N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	2.232.079	2.232.079	-	-	88.199.397	88.199.397
ELECTRICAS	BONO SERIE H/N°762	UF	3,90%	Sin Garantía	-	883.447	883.447	-	-	69.697.785	69.697.785
<b>Totales</b>					<b>4.311.476</b>	<b>10.417.691</b>	<b>14.729.167</b>	<b>25.974.256</b>	<b>13.538.045</b>	<b>337.883.524</b>	<b>377.395.825</b>

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 a 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
FRONTEL	BONO SERIE A/N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821
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
ELECTRICAS	BONO SERIE E/N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	1.780.208	1.780.208	-	-	90.137.099	90.137.099
ELECTRICAS	BONO SERIE D/N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	2.189.769	2.189.769	-	-	86.054.924	86.054.924
<b>Totales</b>					<b>417.968</b>	<b>64.678.019</b>	<b>65.095.987</b>	<b>25.376.663</b>	<b>16.610.586</b>	<b>267.331.688</b>	<b>309.318.937</b>

f) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones de leasing o arrendamiento financiero al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 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 a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Total No Corriente	
SAGESA	CORP BANCA	USD	1,76%		-	1.138.425	1.138.425	575.454	-	-	575.454
<b>Totales</b>					<b>-</b>	<b>1.138.425</b>	<b>1.138.425</b>	<b>575.454</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>575.454</b>

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 a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Total No Corriente	
SAGESA	CORP BANCA	USD	1,88%		-	1.023.641	1.023.641	1.566.616	-	-	1.566.616
<b>Totales</b>					<b>-</b>	<b>1.023.641</b>	<b>1.023.641</b>	<b>1.566.616</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.566.616</b>

El valor presente de los pagos futuros relacionados con dichos contratos son los siguientes:

	31/12/2013			31/12/2012		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.160.667	22.241	1.138.425	1.064.054	40.413	1.023.641
Entre un año y cinco años	580.333	4.879	575.454	1.596.081	29.465	1.566.616
<b>Totales</b>	<b>1.741.000</b>	<b>27.120</b>	<b>1.713.879</b>	<b>2.660.135</b>	<b>69.878</b>	<b>2.590.257</b>

g) 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:

#### Bono Serie D

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de escritura pública de fecha 13 de octubre de 2008, otorgada en Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 26 de noviembre de 2008, complementado por escritura pública de fecha 5 de diciembre de 2008, modificado por escritura pública de fechas 15 de marzo de 2012 y 13 de febrero de 2012, todas otorgadas en esa misma

Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie D fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 559.

Con fecha 23 de diciembre de 2008, la Sociedad colocó los bonos Serie D, con cuyos fondos pagó anticipadamente un crédito sindicado por UF3.909.602, contraído con un grupo de bancos formado por el Banco de Chile, como Banco Agente, Banco BCI y el Banco Estado. La Sociedad colocó un total de 8.000 bonos de la serie D, por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 6,75 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; y como “EBITDA ajustado consolidado” 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, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más 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 ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, 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 del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos 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, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”.
- 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.
- 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 1.400 GWh por año. En el año calendario 2013, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 3.060 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 mencionados anteriormente.

### **Bono Serie E**

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta en escritura pública de fecha 7 de octubre de 2010, otorgada en Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de noviembre de 2010 en la misma

Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie D fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 646.

Con fecha 25 de noviembre de 2010, la Sociedad colocó los bonos Serie E, con cuyos fondos se prepagó la totalidad de los Bonos Serie A, la colocación fue por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 6,75 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 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.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, 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 del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos 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.
- 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 1.400 GWh por año. En el año calendario 2013, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 3.060 GWh. Adicionalmente, en 2013 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

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

## Bono Serie H

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco Bice como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 27 de junio de 2013, Repertorio N° 7.583-2013, modificada por Escritura Pública con fecha 2 de agosto de 2013 y complementado por Escritura Pública de fecha 23 de agosto de 2013, Repertorio N°10.133-2013, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie H fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 762.

Con fecha 29 de agosto de 2013, la Sociedad colocó los bonos Serie H, con cuyos fondos se prepagó deuda de corto plazo; la colocación fue por un monto total de UF 3.000.000, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a seis coma setenta y cinco, 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 noventa 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 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. Para efectos de esta cláusula y la número Cuatro siguiente se entenderá como **“EBITDA Ajustado Consolidado”** la suma de los últimos doce 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, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2.0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como **“Gastos Financieros Netos”** la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada.

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 celebró un contrato de línea de capital de trabajo con los bancos Corpbanca y BCI. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones:

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

los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.

- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1400 GWh por año. En el año calendario 2013, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 3.060 GWh. Adicionalmente, en 2013 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

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

### **Filial 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 2002, 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 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 de la Sociedad menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En 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 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2012 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2012, 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 2012, la filial Saesa 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 3,50, 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 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 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2012 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2012, 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 2012, la filial Saesa 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 fecha 9 de octubre de 2008, escritura pública de fecha 27 de julio de 2012, escritura pública de fecha 3 de octubre de 2012, 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 marzo de 2013, la filial Saesa 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.

### **Filial Frontel**

#### **Bono Serie A**

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco BICE, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 20 de abril de 2005, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 27 de mayo de 2005, 10 de junio de 2005, 13 de junio de 2005, 22 de junio de 2005, 5 de julio de 2005, 9 de octubre de 2008, y 27 de octubre de 2010. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie A fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 416.

Con fecha 15 de julio de 2005, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie A, por un monto total de UF 1.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Razón de endeudamiento máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros del Emisor.
- 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.
- Mantener una relación de Deuda Financiera Neta a EBITDA menor a 3,5 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.

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

## 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 Eléctricas del Sur 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 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 Edelayesen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

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

en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

Respecto de la fijación de tarifa de los 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 Experto 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 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.

#### **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 de 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 a la Sociedad.

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.

Las filiales Sagesa y SGA tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados del Grupo son de un 3,9%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2013, las cuentas de balance de Sagesa presentan un exceso de pasivos sobre activos 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\$143.041, de cargo o abono según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Así mismo, 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 99,6% 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\$1.993.388.

### 16.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 95% 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 y Libo, suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB y Libo 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\$175.997 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 y variable, es la siguiente:

	31/12/2013	31/12/2012
Tasa Interés Variable	5%	6%
Tasa Interés Protegida	0%	1%
Tasa Interés Fija	95%	93%

### 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.

El 100% de deuda de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deuda anuales y/o semestrales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto ni en el largo plazo.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con la matriz Grupo Saesa y las filiales Saesa y 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.

Adicionalmente, Saesa y sus filiales y Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000, 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.

La Sociedad y sus filiales, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar por financiar algunas inversiones de largo plazo con crédito de corto y mediano plazo, principalmente por optar a condiciones de mercado más favorables, así como mantener deuda relacionadas con la matriz.

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

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

Otro aspecto importante que establece la ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

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

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	35%	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, 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

Activos financieros al 31/12/13	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	97.721.880	-	-	97.721.880
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	613.862	-	-	613.862
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	3.871.759	26.841.135	-	30.712.894
Otros Activos Financieros, No Corriente	10.474.223	-	-	10.474.223
<b>Totales</b>	<b>112.681.724</b>	<b>26.841.135</b>	<b>-</b>	<b>139.522.859</b>

Activos financieros al 31/12/12	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	88.811.383	-	-	88.811.383
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	296.457	-	-	296.457
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	54.741.813	15.522.292	-	70.264.105
Otros Activos Financieros, No Corriente	8.949.871	-	-	8.949.871
<b>Totales</b>	<b>152.799.524</b>	<b>15.522.292</b>	<b>64.877</b>	<b>168.386.693</b>

## b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/13	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	393.838.871	-	393.838.871
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	45.303.325	-	45.303.325
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	28.324.732	-	28.324.732
<b>Totales</b>	<b>467.466.928</b>	<b>-</b>	<b>467.466.928</b>

Pasivos financieros al 31/12/12	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	421.224.797	-	421.224.797
Otros pasivos financieros, Derivado	-	447.627	447.627
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	38.233.770	-	38.233.770
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	22.994.447	-	22.994.447
<b>Totales</b>	<b>482.453.014</b>	<b>447.627</b>	<b>482.900.641</b>

### 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 normalmente 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	Empresa	31.12.2013	31.12.2012	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	Saesa	-	(247.192)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	Saesa	-	64.877	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (*)	Frontel	-	(200.435)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
<b>Total</b>		-	<b>(382.750)</b>			

(\*) 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\$
<b>Inversiones mantenidas al costo amortizado:</b>		
Efectivo en caja	2.532.870	2.532.870
Saldo en Bancos	1.338.889	1.338.889
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	84.762.641	84.762.641

Pasivos Financieros - al 31.12.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:</b>		
Bonos	392.124.992	411.859.257
Leasing	1.713.879	1.732.004
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	45.303.325	45.303.325

### 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 y leasing se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

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

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

Nivel 1: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.

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

## 17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 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	27.961.083	20.265.265
Proveedores por compra de combustible y gas	894.687	1.448.585
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	219.065	297.939
Cuentas por pagar bienes y servicios	9.114.763	10.501.798
Dividendos por pagar a terceros	130.393	88.720
Cuentas por pagar instituciones fiscales	266.441	246.615
Otras cuentas por pagar	6.716.893	5.384.848
<b>Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>45.303.325</b>	<b>38.233.770</b>

## 18. Provisiones

### 18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	1.117.243	1.249.721
Provisión por beneficios anuales	4.838.998	3.853.378
<b>Totales</b>	<b>5.956.241</b>	<b>5.103.099</b>

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

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2013</b>	<b>1.249.721</b>	<b>3.853.378</b>	<b>5.103.099</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>			
Provisiones adicionales	1.538	78.707	80.245
Incremento (decremento) en provisiones existentes	400.352	3.973.150	4.373.502
Provisión utilizada	(534.368)	(3.066.237)	(3.600.605)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(132.478)</b>	<b>985.620</b>	<b>853.142</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>1.117.243</b>	<b>4.838.998</b>	<b>5.956.241</b>

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2012</b>	<b>1.126.118</b>	<b>3.107.853</b>	<b>4.233.971</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	231.776	3.506.621	3.738.397
Provisión utilizada	(108.173)	(2.478.115)	(2.586.288)
Reversos de provisión no utilizada.	-	(282.981)	(282.981)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>123.603</b>	<b>745.525</b>	<b>869.128</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>1.249.721</b>	<b>3.853.378</b>	<b>5.103.099</b>



## 18.2. Otras provisiones a corto plazo

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

Otras provisiones a corto plazo	Corriente	
	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	840.684	1.135.486
<b>Totales</b>	<b>840.684</b>	<b>1.135.486</b>

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

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2013</b>	<b>1.135.486</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	150.307
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(159.921)
Provisión utilizada	(250.688)
Reversos de provisión no utilizada	(34.500)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(294.802)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>840.684</b>

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2012</b>	<b>1.162.912</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	354.515
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(162.606)
Provisión utilizada	(98.406)
Reversos de provisión no utilizada.	(120.929)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(27.426)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>1.135.486</b>

### 18.3. 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 al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicio	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	6.036.390	5.332.746
<b>Totales</b>	<b>6.036.390</b>	<b>5.332.746</b>

#### b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el ejercicio al 31 de diciembre 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2013</b>	<b>5.332.746</b>
Costo por intereses	329.865
Costo del servicio del período	463.865
Pagos en el período	(184.735)
Variación actuarial por cambio tasa	57.438
Variación actuarial por experiencia	37.211
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>6.036.390</b>

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
<b>Saldo al 01 de enero de 2012</b>	<b>5.021.256</b>
Costo por intereses	331.485
Costo del servicio del período	267.963
Pagos en el período	(364.623)
Variación actuarial por experiencia	76.665
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>5.332.746</b>

#### 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	329.865	331.485
Costo del servicio del período	463.865	267.964
<b>Total Gasto reconocido en el estado de resultados</b>	<b>793.730</b>	<b>599.449</b>
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	94.649	76.665
<b>Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales</b>	<b>888.379</b>	<b>676.114</b>

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

Al 31 de diciembre de 2013, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 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%
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos / aumento(disminución) de pasivo	522.845	(451.495)

Al 31 de diciembre de 2013, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 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%
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos / (disminución) aumento de pasivo	(463.732)	530.723

- 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 2013 el valor reclasificado implicó un cargo neto a Otro Resultado Integral de M\$75.856 y al 31 de diciembre de 2012 el valor reclasificado implicó un cargo neto a Otro Resultado Integral de M\$ 60.701.

#### 18.4. Juicios y multas

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

##### a) Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M\$
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	37398	Demanda de indemnización de perjuicios (Sociedad Turística Huaihuén Limitada con Saesa)	Proceso pendiente en 2ª instancia	121.600
SAESA	7° Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1ª instancia	23.310
SAESA	16° Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1ª instancia	23.310
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3395-2011	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Riquelme con SAESA)	Proceso pendiente en 1ª 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 1ª instancia	23.310
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Proceso pendiente en 1ª instancia	33.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	3379-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (INELCO con SAESA)	Pendiente en 1ª 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 1ª instancia	24.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	2294-2013	Demanda reembolso. Fisco de Chile con SAESA.	Proceso pendiente en 1ª 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 1ª instancia	196.266
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1ª instancia	15.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1ª instancia	23.310
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1ª instancia	2.903.336
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	2366-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Conejeros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1ª instancia	23.310
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	988-2013	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual. Incendio. Peña con FRONTEL	Proceso pendiente en 1ª instancia	23.310
FRONTEL	Juzgado de Letras de Collipulli	114-2013	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual. Incendio.	Proceso pendiente en 1ª instancia	170.000
FRONTEL	Primer Juzgado civil de Temuco	5829-2013	Cobro de pesos	Pendiente en primera instancia	23.258
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	689-2013	Indemnización por servidumbre	Pendiente en primera instancia	426.947
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	688-2013	Indemnización por servidumbre	Pendiente en primera instancia	289.198
FRONTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00081-2013	Reclamo Resolución Tributaria (FRONTEL con SII)	Proceso pendiente en 1ª instancia	110.523
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1ª 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 1ª.	Indeterminado

Adicionalmente a las contingencias por juicios señaladas en cuadro anterior (en los que la Sociedad y sus filiales son demandadas), en 2012 la filial Sagesa S.A. presentó una demanda en Estados Unidos contra la sociedad americana Motor Works LLC. Lo anterior debido al incumplimiento por parte de esta última de un contrato de construcción de turbinas, las cuales debió entregar a la Sociedad. El monto adeudado por este concepto es US\$6.475.000 (seis millones cuatrocientos setenta y cinco mil dólares de los Estados Unidos de América). Para estos efectos, se ha contratado a la firma Powell & Pearson LLP.

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. 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 UF1.000.

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

## b) Multas

Las multas cursadas a la Sociedad y sus filiales, y 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
FRONTEL	ReS. Ex. 077 de fecha 30.07.13	SEC	Mantenimiento	Pendiente Recurso de Reposición	4.077
FRONTEL	REX 189 de fecha 15.11.13	SEC	Mantenimiento.	Pendiente recurso de reposición.	7.339
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
<b>Multas pendientes de resolución de años anteriores</b>					
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.785
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 son, 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 obtendrán resultados favorable, 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 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	22.793.582	14.507.596
Otras obras de terceros	6.744.561	6.093.654
<b>Total otros pasivos no financieros corrientes</b>	<b>29.538.143</b>	<b>20.601.250</b>

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 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 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	Saldo al	
	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	11.580.292	11.641.639
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	1.929.254	133.168
<b>Totales</b>	<b>13.509.546</b>	<b>11.774.807</b>

(\*) Incluye participación en Eletrans S.A. por M\$1.071.366 y Eletrans II S.A. por M\$17.446, 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 2012, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. ascendía a M\$ 340.106.755. El capital está representado por 100 acciones serie A y 71.581.000 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 30 de abril de 2013 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2012 y años anteriores, lo que significó la distribución de M\$20.000.000.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 26 de abril de 2012 aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2011, lo que significó la distribución de M\$11.000.000.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año 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 ejercicios.

#### 21.1.3. Otras reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2013 de otras reservas, es el siguiente:

	Cambio en otras reservas					Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
	Saldo al 01 de enero de 2013 M\$	Trasposos enero a diciembre de 2013 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2013 M\$	Reservas de cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(3.928.074)		2.590.445			(1.337.629)
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuesto				(1.679.751)		(1.679.751)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	(76.055)			78.521		2.466
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	(60.701)				(75.856)	(136.557)
Otras reservas varias	10.806.918					10.806.918
Efecto Fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870					9.870
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)	19.506.605					19.506.605
<b>Totales</b>	<b>26.258.563</b>	<b>0</b>	<b>2.590.445</b>	<b>(1.601.230)</b>	<b>(75.856)</b>	<b>27.171.922</b>

Otras reservas varias por M\$10.806.918, está compuesta por M\$8.506.366 que corresponde a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros, y por M\$2.300.552, por efecto de absorción de su filial Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., realizada el 5 de diciembre de 2008. Esta última operación fue tratada como unificación de intereses por corresponder a empresas bajo control común.

El valor de M\$9.870 corresponde al efecto de la fusión de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. con la filial Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

(\*) El efecto por fusión de M\$19.506.605 se origina en la fusión por absorción de las sociedades filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$19.749.955. El monto restante por M\$243.350, corresponde al ajuste de participación de la Sociedad en Saesa y Frontel producto del canje de acciones, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2012.

El detalle al 31 de diciembre de 2012 de otras reservas, es el siguiente:

	Cambio en otras reservas					Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$
	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Trasposos enero a septiembre de 2012 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2012 M\$	Reservas de cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.349.838)		(2.578.236)			(3.928.074)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	153.155			(229.210)		(76.055)
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales					(60.701)	(60.701)
Otras reservas varias	10.806.918					10.806.918
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	1.414	8.456				9.870
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)	19.506.605					19.506.605
<b>Totales</b>	<b>29.118.254</b>	<b>8.456</b>	<b>(2.578.236)</b>	<b>(229.210)</b>	<b>(60.701)</b>	<b>26.258.563</b>

#### 21.1.4. Diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado 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.	(116.077)	(806.864)
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	(1.230.417)	(3.120.766)
Eletrans S.A.	8.865	(444)
<b>Totales</b>	<b>(1.337.629)</b>	<b>(3.928.074)</b>

#### 21.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
<b>Saldo Inicial al 1/01/2013</b>	<b>16.539.706</b>	<b>373.036</b>	<b>16.912.742</b>
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	24.127.175		24.127.175
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(15.750.309)		(15.750.309)
Provisión dividendo mínimo del año	(7.238.153)		(7.238.153)
<b>Saldo final al 31/12/2013</b>	<b>17.678.419</b>	<b>373.036</b>	<b>18.051.455</b>

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 2012, esto es M\$24.127.175.

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
<b>Saldo Inicial al 1/01/2012</b>	<b>15.870.118</b>	<b>373.036</b>	<b>16.243.154</b>
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	14.165.636		14.165.636
Ajuste por cálculos actuariales	60.701		60.701
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(9.307.058)		(9.307.058)
Provisión dividendo mínimo del año	(4.249.691)		(4.249.691)
<b>Saldo final al 31/12/2012</b>	<b>16.539.706</b>	<b>373.036</b>	<b>16.912.742</b>

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\$14.165.636.

## 21.2. Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad y sus filiales 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 emisión de bonos que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, a que en una cuenta de reserva especial se tengan los flujos necesarios para el pago de sus obligaciones financieras por los próximos 12 meses. En virtud de lo anterior, la administración tiene como objetivo realizar las operaciones de pago a sus accionistas en los períodos que hagan más eficiente el uso de los recursos de modo de disminuir los costos financieros asociados.

Al 31 de diciembre la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

## 21.4. Patrimonio de participaciones no controladores

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre 2012 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de diciembre de 2013 y 2012, son los siguientes:

RUT	Empresa	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones No Controladores Patrimonio		Participaciones No Controladores 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\$
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	6,79330	6,79330	67.307.169	63.929.774	4.823.666	3.317.078	4.572.377	4.342.941	327.686	225.338
77.683.400-9	SAGESA S.A.	0,00133	0,00133	23.037.663	21.411.602	(264.267)	358.095	306	285	(4)	5
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX LAGOS II S.A.)	0,08364	0,08364	383.997.885	374.875.890	26.968.636	20.935.449	321.188	313.559	22.557	17.510
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (EX LAGOS III S.A.)	0,68666	0,68666	157.453.915	161.687.043	9.072.888	4.599.417	1.081.170	1.110.238	62.299	31.582
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	0,07509	0,07509	23.339.687	21.668.114	-210.674	387.464	17.526	16.271	(158)	290
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	0,00001	0,00001	92.037.051	80.715.015	12.710.596	7.992.627	5	5	1	-
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	0,00290	0,00290	562.664.926	556.198.332	35.631.950	25.796.377	16.296	16.109	1.032	746
<b>Totales</b>								<b>6.008.868</b>	<b>5.799.408</b>	<b>413.413</b>	<b>275.471</b>



## 22. Ingresos

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

<b>Ingresos de Actividades Ordinarias</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Venta de Energía</b>	<b>323.297.831</b>	<b>296.918.715</b>
Ventas de energía	323.297.831	296.918.715
<b>Otras Prestaciones y Servicios</b>	<b>8.535.732</b>	<b>8.877.382</b>
Apoyos	1.278.677	1.189.265
Arriendo de medidores	1.376.789	1.368.670
Cortes y reposición	2.039.556	2.549.053
Pagos fuera de plazo	3.269.385	3.099.152
Otros	571.325	671.242
<b>Total Ingresos de Actividades Ordinarias</b>	<b>331.833.563</b>	<b>305.796.097</b>

<b>Otros Ingresos, por naturaleza</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Otros Ingresos</b>		
Construcción de obras y trabajos a terceros	12.924.674	15.704.805
Venta de materiales y equipos	5.886.757	6.602.242
Arrendamientos	2.479.572	2.594.669
Intereses créditos y préstamos	903.977	653.038
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	5.378.982	4.892.877
Otros Ingresos	3.338.660	3.048.288
<b>Total Otros ingresos, por naturaleza</b>	<b>30.912.622</b>	<b>33.495.919</b>

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\$12.351.000, (de este valor M\$2.816.000 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 en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

<b>Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Compras de energía y peajes	192.508.496	182.891.106
Combustibles para generación y materiales	28.985.521	31.515.742
<b>Totales</b>	<b>221.494.017</b>	<b>214.406.848</b>

## 24. Gastos de Personal

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

Gastos de Personal	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	21.458.219	19.224.027
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	1.029.251	970.652
Otros costos de personal	1.830.943	1.911.117
Gastos por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	602.747	682.629
Activación costo de personal	(2.338.529)	(2.337.275)
<b>Totales</b>	<b>22.582.631</b>	<b>20.451.150</b>

## 25. 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:

Depreciación y Amortización	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Depreciaciones	17.530.417	16.140.853
Amortizaciones de Intangibles	954.142	1.038.733
Pérdidas por deterioro	301.762	333.862
<b>Totales</b>	<b>18.786.321</b>	<b>17.513.448</b>

## 26. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta 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	10.906.237	11.287.012
Sistema generación	2.786.851	2.871.501
Mantención medidores, ciclo comercial	8.438.354	8.379.572
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.495.760	1.426.694
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	181.207	171.943
Provisiones y Castigos	1.630.254	1.651.410
Gastos de administración	8.735.849	8.333.361
Otros gastos por naturaleza	10.982.506	11.530.657
<b>Totales</b>	<b>45.157.018</b>	<b>45.652.150</b>

## 27. Resultados Financieros

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	1.642.312	927.524
Otros ingresos financieros	230.066	289.647
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>1.872.378</b>	<b>1.217.171</b>

Costos Financieros	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(2.155.990)	(1.758.063)
Gastos por bonos	(14.906.554)	(14.269.461)
Gastos por leaseback	(42.445)	(69.149)
Otros gastos financieros	(1.853.711)	(1.436.685)
Activación gastos financieros	1.582.264	1.766.916
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(17.376.436)</b>	<b>(15.766.442)</b>

<b>Resultado por unidades de reajuste</b>	<b>(6.928.903)</b>	<b>(7.820.720)</b>
<b>Diferencias de cambio</b>	<b>(61.833)</b>	<b>612.986</b>
Positivas	672.025	820.372
Negativas	(733.858)	(207.386)
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(24.367.172)</b>	<b>(22.974.176)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(22.494.794)</b>	<b>(21.757.005)</b>

## 28. Información por Segmento

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

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

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

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

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

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES SAESA	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>														
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	35.720.807	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	(41.462.893)	(40.927.907)	1.608.506	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, corriente	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
<b>Total de activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.</b>	<b>85.326.958</b>	<b>132.628.997</b>	<b>4.043.827</b>	<b>3.138.162</b>	<b>17.104.745</b>	<b>7.518.333</b>	<b>10.128.792</b>	<b>10.305.074</b>	<b>19.620.370</b>	<b>15.721.606</b>	<b>(41.462.893)</b>	<b>(40.927.907)</b>	<b>94.761.799</b>	<b>128.384.265</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>85.326.958</b>	<b>132.628.997</b>	<b>4.043.827</b>	<b>3.138.162</b>	<b>17.104.745</b>	<b>7.518.333</b>	<b>10.128.792</b>	<b>10.305.074</b>	<b>19.620.370</b>	<b>15.721.606</b>	<b>(41.462.893)</b>	<b>(40.927.907)</b>	<b>94.761.799</b>	<b>128.384.265</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>														
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
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>508.506.116</b>	<b>492.271.855</b>	<b>15.960.291</b>	<b>15.854.375</b>	<b>156.290.720</b>	<b>139.282.909</b>	<b>109.214</b>	<b>133.224</b>	<b>57.293.319</b>	<b>57.430.636</b>	<b>(178.344.992)</b>	<b>(161.540.259)</b>	<b>559.814.668</b>	<b>543.432.740</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>593.833.074</b>	<b>624.900.852</b>	<b>20.004.118</b>	<b>18.992.537</b>	<b>173.395.465</b>	<b>146.801.242</b>	<b>10.238.006</b>	<b>10.438.298</b>	<b>76.913.689</b>	<b>73.152.242</b>	<b>-219.807.885</b>	<b>-202.468.166</b>	<b>654.576.467</b>	<b>671.817.005</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>														
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	(41.462.893)	(37.935.303)	56.251.960	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, corrientes	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	0	0	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
<b>Total Pasivos Corrientes en Operación</b>	<b>92.610.779</b>	<b>130.413.867</b>	<b>3.096.189</b>	<b>3.414.716</b>	<b>62.026.039</b>	<b>46.611.840</b>	<b>2.055.399</b>	<b>3.346.964</b>	<b>4.544.190</b>	<b>4.219.279</b>	<b>-41.462.893</b>	<b>-40.927.907</b>	<b>122.869.703</b>	<b>147.078.759</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>92.610.779</b>	<b>130.413.867</b>	<b>3.096.189</b>	<b>3.414.716</b>	<b>62.026.039</b>	<b>46.611.840</b>	<b>2.055.399</b>	<b>3.346.964</b>	<b>4.544.190</b>	<b>4.219.279</b>	<b>-41.462.893</b>	<b>-40.927.907</b>	<b>122.869.703</b>	<b>147.078.759</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>														
Otros pasivos financieros no corriente	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
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>117.224.410</b>	<b>119.611.095</b>	<b>991.919</b>	<b>968.274</b>	<b>19.332.375</b>	<b>19.474.387</b>	<b>0</b>	<b>1.046</b>	<b>5.062.330</b>	<b>5.003.189</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>142.611.034</b>	<b>145.057.991</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>383.997.885</b>	<b>374.875.890</b>	<b>15.916.010</b>	<b>14.609.547</b>	<b>92.037.051</b>	<b>80.715.015</b>	<b>8.182.607</b>	<b>7.090.288</b>	<b>67.307.169</b>	<b>63.929.774</b>	<b>-178.344.992</b>	<b>-161.540.259</b>	<b>389.095.730</b>	<b>379.680.255</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>593.833.074</b>	<b>624.900.852</b>	<b>20.004.118</b>	<b>18.992.537</b>	<b>173.395.465</b>	<b>146.801.242</b>	<b>10.238.006</b>	<b>10.438.298</b>	<b>76.913.689</b>	<b>73.152.242</b>	<b>-219.807.885</b>	<b>-202.468.166</b>	<b>654.576.467</b>	<b>671.817.005</b>

ACTIVOS	FRONTEL		SAGESA		ELIMINACIONES		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>										
<b>Activos Corrientes en Operación</b>										
Electivo y equivalentes al efectivo	9.303.533	3.713.941	401.703	132.731	-	-	1.220.642	138.014	30.712.894	70.264.105
Otros activos financieros corrientes	-	-	115.464	105.656	-	-	-	-	115.464	170.533
Otros activos no financieros corrientes	135.403	151.955	303.126	311.524	-	-	-	-	1.025.964	1.072.434
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	23.283.849	22.047.214	940.343	1.040.389	-	-	-	-	84.762.641	73.675.694
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8.558	6.558	1.299.547	2.290.617	(100.703.802)	(31.828.585)	98.401.054	28.949.121	613.863	296.457
Inventarios corrientes	3.634.467	3.812.094	834.456	956.796	-	-	-	-	13.377.581	12.224.470
Activos por impuestos corrientes, corriente	728.731	1.223.041	2.803	41.014	-	-	3.710.904	2.454.620	7.774.173	6.227.272
<b>Activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.</b>	<b>37.094.541</b>	<b>30.954.803</b>	<b>3.897.442</b>	<b>4.878.727</b>	<b>(100.703.802)</b>	<b>(31.828.585)</b>	<b>103.332.600</b>	<b>31.541.755</b>	<b>138.382.580</b>	<b>163.930.965</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>37.094.541</b>	<b>30.954.803</b>	<b>3.897.442</b>	<b>4.878.727</b>	<b>(100.703.802)</b>	<b>(31.828.585)</b>	<b>103.332.600</b>	<b>31.541.755</b>	<b>138.382.580</b>	<b>163.930.965</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	2.335.899	1.245.701	-	-	-	-	10.474.223	8.949.871
Otros activos no financieros, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	130.885	124.938
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	2.184.390	2.924.619	29.566	16.928	-	-	-	-	12.959.239	15.135.689
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	116.459	102.728	-	-	(1.149.583.053)	(1.134.845.938)	1.149.466.594	1.134.743.210	-	230.407
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.780.022	4.807.745	-	1	-	-	-	-	28.526.882	28.890.657
Plusvalía	57.029.460	57.029.460	-	-	-	-	-	-	231.445.466	231.445.466
Propiedades, planta y equipo	141.025.770	133.064.409	31.305.678	27.846.344	-	-	-	-	508.197.195	477.697.495
Activos por impuestos diferidos	834.133	1.030.527	3.914.501	3.434.889	-	-	1.244	975	11.521.441	12.419.815
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>205.970.234</b>	<b>198.959.488</b>	<b>37.585.644</b>	<b>32.803.863</b>	<b>(1.149.583.053)</b>	<b>(1.134.845.938)</b>	<b>1.149.467.838</b>	<b>1.134.744.185</b>	<b>803.255.331</b>	<b>774.894.338</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>243.064.775</b>	<b>229.914.291</b>	<b>41.483.086</b>	<b>37.482.590</b>	<b>(1.250.286.855)</b>	<b>(1.166.674.523)</b>	<b>1.252.800.438</b>	<b>1.166.285.940</b>	<b>941.637.911</b>	<b>938.825.303</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>										
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>										
Otros pasivos financieros corrientes	1.510.794	18.694.098	1.138.425	1.023.641	-	-	4.931.584	3.969.977	15.867.592	110.786.871
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	12.533.485	10.992.672	1.289.671	2.692.208	-	-	299.601	332.301	45.303.325	38.233.770
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	36.763.971	6.052.518	10.260.093	6.363.261	(100.703.802)	(31.828.585)	25.752.511	24.244.078	28.324.733	22.994.447
Otras provisiones corrientes	301.576	420.259	-	-	-	-	-	-	840.684	1.135.486
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	1.485.799	721.944	7.518	1.784	-	-	116.585	50.970	5.776.428	3.015.401
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.716.122	1.591.488	161.254	128.271	-	-	-	-	5.956.241	5.103.099
Otros pasivos no financieros corrientes	11.172.256	9.340.680	-	-	-	-	-	-	29.538.143	20.601.250
<b>Total Pasivos Corrientes en Operación</b>	<b>65.484.003</b>	<b>47.813.659</b>	<b>12.856.961</b>	<b>10.209.165</b>	<b>(100.703.802)</b>	<b>(31.828.585)</b>	<b>31.100.281</b>	<b>28.597.326</b>	<b>131.607.146</b>	<b>201.870.324</b>
<b>Pasivos Incluidos en Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>65.484.003</b>	<b>47.813.659</b>	<b>12.856.961</b>	<b>10.209.165</b>	<b>(100.703.802)</b>	<b>(31.828.585)</b>	<b>31.100.281</b>	<b>28.597.326</b>	<b>131.607.146</b>	<b>201.870.324</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>										
Otros pasivos financieros no corriente	15.317.711	16.314.821	575.454	1.566.616	-	-	249.950.241	176.192.023	377.971.279	310.885.553
Pasivo por impuestos diferidos	2.766.961	2.156.281	4.875.651	4.177.815	-	-	415.171	352.085	21.174.550	19.884.405
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.661	13.622	206	-	-	-	-	-	13.509.546	11.774.807
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.029.524	1.928.865	137.151	117.392	-	-	-	-	6.036.390	5.332.746
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>20.126.857</b>	<b>20.413.589</b>	<b>5.588.462</b>	<b>5.861.823</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>250.365.412</b>	<b>176.544.108</b>	<b>418.691.765</b>	<b>347.877.511</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>157.453.915</b>	<b>161.687.043</b>	<b>23.037.663</b>	<b>21.411.602</b>	<b>(1.149.583.053)</b>	<b>(1,134.845.938)</b>	<b>971.334.745</b>	<b>961.144.506</b>	<b>391.339.000</b>	<b>389.077.468</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>243.064.775</b>	<b>229.914.291</b>	<b>41.483.086</b>	<b>37.482.590</b>	<b>(1,250.286.855)</b>	<b>(1,166.674.523)</b>	<b>1,252.800.438</b>	<b>1,166.285.940</b>	<b>941.637.911</b>	<b>938.825.303</b>

	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN	
Estado Resultados Integrales	01/01/2013 al	01/01/2012 al	01/01/2013 al	01/01/2012 al	01/01/2013 al	01/01/2012 al	01/01/2013 al	01/01/2012 al	01/01/2013 al	01/01/2012 al
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\$	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
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
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)
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)
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)
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)
Otras ganancias (pérdidas)	(16.964)	128.845	(2.383)	(3.902)	(1.580)	(18.189)	-	-	(7.440)	7.418
Ingresos financieros	2.136.590	1.993.004	32.727	20.122	410.719	295.237	493.397	717.881	610.526	636.897
Costos financieros	(6.955.322)	(7.007.685)	(161)	(9.054)	(1.617.736)	(1.191.963)	(47)	(109)	(1.441)	(1.598)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	19.237.866	15.308.260	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	58.729	238.564	599	-	10.120	3.153	(726.404)	578.655	2.602	(3.089)
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
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>28.628.061</b>	<b>21.770.539</b>	<b>2.270.779</b>	<b>1.801.692</b>	<b>15.573.930</b>	<b>10.326.465</b>	<b>871.652</b>	<b>3.467.164</b>	<b>5.786.159</b>	<b>4.708.196</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(1.659.425)	(835.090)	(407.056)	(439.374)	(2.863.334)	(2.333.838)	(277.671)	(537.722)	(962.493)	(1.391.118)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>26.968.636</b>	<b>20.935.449</b>	<b>1.863.723</b>	<b>1.362.318</b>	<b>12.710.596</b>	<b>7.992.627</b>	<b>593.981</b>	<b>2.929.442</b>	<b>4.823.666</b>	<b>3.317.078</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>26.968.636</b>	<b>20.935.449</b>	<b>1.863.723</b>	<b>1.362.318</b>	<b>12.710.596</b>	<b>7.992.627</b>	<b>593.981</b>	<b>2.929.442</b>	<b>4.823.666</b>	<b>3.317.078</b>

	SAESA CONSOLIDADO		FRONTEL		SAGESA	
<b>Estado Resultados Integrales</b>	<b>01/01/2013 al</b>	<b>01/01/2012 al</b>	<b>01/01/2013 al</b>	<b>01/01/2012 al</b>	<b>01/01/2013 al</b>	<b>01/01/2012 al</b>
<b>Ganancia (Pérdida)</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Ingresos de actividades ordinarias	242.006.552	220.885.835	89.817.955	84.973.637	15.875.295	17.386.680
Otros ingresos	19.978.503	22.719.807	9.342.671	8.556.182	1.591.448	2.219.930
Materias primas y consumibles utilizados	(165.706.589)	(159.306.686)	(59.459.381)	(59.181.661)	(12.194.286)	(13.368.556)
Gastos por beneficios a los empleados	(12.961.309)	(11.479.368)	(9.008.811)	(8.407.811)	(612.511)	(563.971)
Gasto por depreciación y amortización	(13.012.118)	(11.695.117)	(4.682.866)	(4.577.661)	(1.091.337)	(1.240.670)
Otros gastos, por naturaleza	(28.847.745)	(28.064.819)	(13.355.191)	(14.036.446)	(2.892.687)	(3.414.463)
Otras ganancias (pérdidas)	(28.367)	114.172	(21.119)	25.788	(64.583)	(4.404)
Ingresos financieros	1.469.118	1.118.360	416.301	194.461	16.422	16.833
Costos financieros	(6.359.866)	(5.665.628)	(1.876.228)	(1.338.295)	(1.205.592)	(664.039)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(354.731)	(20.037)	15.198	12.312	-	-
Diferencias de cambio	(654.354)	817.283	(1.055)	(6.467)	593.576	(197.830)
Resultados por unidades de reajuste	(1.991.110)	(2.678.043)	(353.414)	(523.340)	11.805	(76.309)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>33.537.984</b>	<b>26.745.759</b>	<b>10.834.060</b>	<b>5.690.699</b>	<b>27.550</b>	<b>93.201</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(6.169.979)	(5.537.142)	(1.761.172)	(1.091.282)	(291.817)	264.894
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>27.368.005</b>	<b>21.208.617</b>	<b>9.072.888</b>	<b>4.599.417</b>	<b>(264.267)</b>	<b>358.095</b>
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas						
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>27.368.005</b>	<b>21.208.617</b>	<b>9.072.888</b>	<b>4.599.417</b>	<b>(264.267)</b>	<b>358.095</b>

	ELIMINACION		EMPRESAS HOLDING		CONSOLIDADO	
<b>Estado Resultados Integrales</b>	<b>01/01/2013 al</b>	<b>01/01/2012 al</b>	<b>01/01/2013 al</b>	<b>01/01/2012 al</b>	<b>01/01/2013 al</b>	<b>01/01/2012 al</b>
<b>Ganancia (Pérdida)</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Ingresos de actividades ordinarias	(15.866.239)	(17.450.055)	-	-	331.833.563	305.796.097
Otros ingresos	-	-	-	-	30.912.622	33.495.919
Materias primas y consumibles utilizados	15.866.239	17.450.055	-	-	(221.494.017)	(214.406.848)
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	-	-	(22.582.631)	(20.451.150)
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	-	(18.786.321)	(17.513.448)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(61.395)	(136.422)	(45.157.018)	(45.652.150)
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	(69.000)	-	(183.069)	135.556
Ingresos financieros	(2.078.401)	(996.600)	2.048.938	884.117	1.872.378	1.217.171
Costos financieros	2.078.401	996.600	(10.013.151)	(9.095.080)	(17.376.436)	(15.766.442)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(35.630.880)	(25.796.138)	71.169.291	52.062.187	(354.731)	(20.037)
Diferencias de cambio	-	-	-	-	(61.833)	612.986
Resultados por unidades de reajuste	-	-	(4.596.184)	(4.543.028)	(6.928.903)	(7.820.720)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>(35.630.880)</b>	<b>(25.796.138)</b>	<b>58.478.499</b>	<b>39.171.774</b>	<b>31.693.604</b>	<b>19.626.934</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	-	-	1.069.952	1.238.404	(7.153.016)	(5.125.126)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>(35.630.880)</b>	<b>(25.796.138)</b>	<b>59.548.451</b>	<b>40.410.178</b>	<b>24.540.588</b>	<b>14.501.808</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(35.630.880)</b>	<b>(25.796.138)</b>	<b>59.548.451</b>	<b>40.410.178</b>	<b>24.540.588</b>	<b>14.501.808</b>



## 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 otros hechos significativos que afecten a los mismos.

## 30. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales 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
Frontel	Evaluación plan de manejo	Inversión	2.014	2.550
Frontel	Asesorías medioambientales	Costo	213	400
Frontel	Gestión de residuos	Costo	1.771	346
Frontel	Reforestaciones	Inversión	37.577	-
Frontel	Otros gastos medioambientales	Costo	301	913
Frontel	Proyectos de inversión	Inversión	73.832	93.144
Sagesa	Asesorías medioambientales	Costo	2.142	1.266
Sagesa	Gestión de residuos	Costo	19.849	17.438
Sagesa	Otros gastos medioambientales	Costo	161	200
Sagesa	Proyectos de inversión	Inversión	70.732	83.008
	<b>Total</b>		<b>429.606</b>	<b>374.625</b>

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, Otros Activos Financieros no Corrientes

#### 31.1. 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:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos		Valor Garantía		Valor pendiente al					
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total M\$	Primer Semestre 2014	Segundo Semestre 2014	2015	2016	2017	2018	2019
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.703.602	355.600	1.766.844	1.491.545	1.089.613	-	-	-
Gobierno Regional del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.022.037	1.532.490	-	2.489.548	-	-	-	-
Municipalidad de Carahue	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	5.000	5.000	-	-	-	-	-	-
Municipalidad de Curanilahue	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	14.825	14.825	-	-	-	-	-	-
Municipalidad de Renaico	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.000	2.000	-	-	-	-	-	-
Director de Validad	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	10.454	10.454	-	-	-	-	-	-
Director de Validad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	92.679	86.432	6.247	-	-	-	-	-
Director de Validad Región del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	39.358	19.008	20.350	-	-	-	-	-
Director de Validad 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	Pesos	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	12.483	153.982	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 Purránque	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 Validad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	231.199	24.102	145.560	61.537	-	-	-	-
Director de Validad Región de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	4.196	4.196	-	-	-	-	-	-
Director de Validad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	50.582	10.489	40.092	-	-	-	-	-
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 Chiloe	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	USD	6.112.046	2.616.422	-	-	-	-	1.567.734	1.927.890
Director de Validad	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	59.439	-	40.792	18.648	-	-	-	-
Director de Validad Región de Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	6.993	5.827	1.165	-	-	-	-	-
Serviu Undécima Región 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	Pesos	151.035	-	-	151.035	-	-	-	-
Director de Validad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	45.221	-	45.221	-	-	-	-	-
Director de Validad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	29.836	-	29.836	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>					<b>30.485.553</b>	<b>5.150.534</b>	<b>3.465.731</b>	<b>9.511.956</b>	<b>8.861.711</b>		<b>1.567.734</b>	<b>1.927.890</b>

La filial 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 1x220 KV A. Melipilla – Rapel y Nueva Línea 2x220 KV Lo Aguirre – A. Melipilla el Consorcio conformado por la filial Saesa y Chilquinta debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias por seriedad de la propuesta y para constitución de Sociedad Anónima 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\$5.818.468 al 31.12.13

Según lo indicado en Nota N° 13 de Propiedades, Planta y Equipo, la filial Sagesa hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada una turbina obtenida bajo modalidad de arrendamiento financiero. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing, es decir vence en el año 2015, y su valor contable al 31 de diciembre de 2013 es de M\$190.756 y M\$172.270 en diciembre 2012. El saldo por pagar del contrato de Leasing es de M\$ 1.713.879 en diciembre 2013 y M\$2.590.257 en diciembre 2012.

### 32. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$ 7.435.707.

### 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 (PERDIDA) 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
76.186.388-6	SAGESA S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	3.897.442	37.585.644	12.856.961	5.588.462	15.875.295	(264.267)	(1.183.946)
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	94.761.799	559.814.668	122.869.703	142.611.034	242.006.552	27.368.005	21.208.617
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	37.094.541	205.970.234	65.484.003	20.126.857	89.817.955	9.072.888	9.123.032
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	3.931.657	37.995.484	12.975.647	5.588.462	15.875.295	(210.942)	1.679.522
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	146.670.626	803.255.331	212.916.007	168.326.353	331.833.563	36.044.293	36.958.663

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 (PERDIDA) 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
76.186.388-6	SAGESA S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	4.878.727	32.603.863	10.209.165	5.861.823	17.386.680	358.095	11.635.415
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	128.384.265	543.432.740	147.078.759	145.057.991	220.885.835	21.208.617	20.191.585
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	30.954.803	198.959.488	47.813.659	20.413.589	84.973.637	4.599.417	4.474.791
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	4.879.084	32.963.171	10.290.621	5.861.823	17.386.680	387.827	(1.343.431)
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	171.955.540	774.040.396	213.510.419	170.479.461	323.246.152	26.701.609	23.205.216

### 34. Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos

La filial 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
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>22.243,69</b>	<b>981,45</b>	<b>11.669.262</b>	<b>471.057</b>

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
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>22.243,69</b>	<b>981,45</b>	<b>11.669.262</b>	<b>471.057</b>

Estado de Resultados Integrales	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
Ganancia (pérdida)	MUSD	MUSD	M\$	M\$
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
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>(1.623,00)</b>	<b>(104,37)</b>	<b>(820.957)</b>	<b>(50.093)</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	325,27	20,87	164.618	10.017
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>(1.297,73)</b>	<b>(83,50)</b>	<b>(656.339)</b>	<b>(40.076)</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(1.297,73)</b>	<b>(83,50)</b>	<b>(656.339)</b>	<b>(40.076)</b>

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

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:

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

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

<b>Estado de Resultados Integrales</b>	<b>01/01/2013 al</b>	<b>01/01/2013 al</b>
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2013</b>
	<b>MUSD</b>	<b>M\$</b>
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)
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>(126,55)</b>	<b>(66.405)</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	25,31	13.281
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>(101,24)</b>	<b>(53.124)</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(101,24)</b>	<b>(53.124)</b>

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

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 deudas financieras:

#### 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	-	-	-	-
Chile	USD	0,96%	-	6.080.938	6.080.938	-	-	-	-
Chile	USD	0,94%	-	5.979.655	5.979.655	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,50%	-	5.110.080	5.110.080	-	-	-	-
<b>Totales</b>			-	<b>44.509.281</b>	<b>44.509.281</b>	-	-	-	-

#### 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		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	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	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	-	6.080.938	6.080.938	-	-	-	-
76.073.184-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	BANCO ESTADO	USD	0,94%	0,94%	-	5.979.655	5.979.655	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	BANCO ESTADO	PESOS	6,50%	6,50%	-	5.110.080	5.110.080	-	-	-	-
<b>Totales</b>						-	<b>44.509.281</b>	<b>44.509.281</b>	-	-	-	-

#### 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
Chile	UF	3,00%	913.875	903.968	1.817.843	5.215.584	3.278.746	9.573.586	18.067.916
Chile	UF	5,00%	-	4.661.912	4.661.912	13.985.736	17.800.019	107.071.628	138.857.383
Chile	UF	3,90%	-	2.265.410	2.265.410	8.181.656	5.454.437	107.109.739	120.745.832
Chile	UF	4,00%	-	3.729.530	3.729.530	11.188.589	7.459.059	134.263.066	152.910.714
<b>Totales</b>			<b>3.619.275</b>	<b>20.475.759</b>	<b>24.095.034</b>	<b>72.046.107</b>	<b>51.656.828</b>	<b>464.992.219</b>	<b>588.695.154</b>

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
Chile	UF	3,00%	914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832
Chile	UF	5,00%	-	4.568.150	4.568.150	13.704.450	9.136.300	118.771.923	141.612.673
Chile	UF	4,00%	-	3.654.520	3.654.520	10.963.560	7.309.040	135.217.240	153.489.840
<b>Totales</b>			<b>81.339.908</b>	<b>16.087.175</b>	<b>97.427.083</b>	<b>63.347.198</b>	<b>44.808.800</b>	<b>372.716.844</b>	<b>480.872.842</b>

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	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	2.260.808	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 IN '665	Chile	UF	3,87%	3,60%	415.866	415.866	831.732	2.495.172	1.693.340	29.755.446	33.914.058
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN '997	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.165.120	2.165.120	6.495.358	4.530.240	77.218.754	88.044.552
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN '301	Chile	UF	3,67%	3,30%	-	4.073.345	4.073.345	11.527.743	3.611.816	-	15.139.559
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE AN '416	Chile	UF	3,00%	3,00%	913.875	903.988	1.817.863	5.215.584	3.278.746	9.573.586	18.067.916
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	BONO SERIE DN '559	Chile	UF	5,57%	5,00%	-	4.661.912	4.661.912	13.985.736	17.800.019	107.071.628	138.857.383
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	BONO SERIE HN '762	Chile	UF	3,88%	3,90%	-	2.265.410	2.265.410	8.181.656	5.454.437	107.109.739	120.745.832
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	BONO SERIE EN '646	Chile	UF	4,05%	4,00%	-	3.729.530	3.729.530	11.188.589	7.459.059	134.263.066	152.910.714
<b>Totales</b>								<b>3.619.275</b>	<b>20.475.759</b>	<b>24.095.034</b>	<b>72.046.107</b>	<b>51.656.828</b>	<b>464.992.219</b>	<b>588.995.154</b>

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	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 FN '998	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 IN '665	Chile	UF	3,87%	3,60%	407.502	407.502	815.004	2.444.988	1.629.984	29.971.898	34.046.970
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN '997	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 GN '301	Chile	UF	4,20%	3,48%	-	4.090.093	4.090.093	11.800.299	7.184.215	-	18.790.514
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE AN '416	Chile	UF	3,00%	3,00%	914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.932
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	BONO SERIE DN '559	Chile	UF	5,57%	5,00%	-	4.568.150	4.568.150	13.704.450	9.136.300	118.771.923	141.612.673
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	BONO SERIE EN '646	Chile	UF	4,05%	4,00%	-	3.654.520	3.654.520	10.963.560	7.309.040	135.217.240	153.489.840
<b>Totales</b>								<b>81.339.908</b>	<b>16.087.175</b>	<b>97.427.083</b>	<b>63.347.198</b>	<b>44.808.800</b>	<b>372.716.844</b>	<b>480.872.842</b>

### c) Leasing

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	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\$	
76.186.388-6	Sagesa S.A	Chile	Banco Corpbanca	Chile	USD	1,70%	-	1.160.667	1.160.667	580.333	-	-	580.333	
<b>Totales</b>								<b>-</b>	<b>1.160.667</b>	<b>1.160.667</b>	<b>580.333</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>580.333</b>

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	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\$	
76.186.388-6	Sagesa S.A	Chile	Banco Corpbanca	Chile	USD	1,88%	-	1.064.054	1.064.054	1.596.081	-	-	1.596.081	
<b>Totales</b>								<b>-</b>	<b>1.064.054</b>	<b>1.064.054</b>	<b>1.596.081</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.596.081</b>

### 36. Moneda Extranjera

ACTIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>					
	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	184	169
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	2.451.624	1.370.221
	Otros Activos no Financieros Corrientes	Peso chileno	Dólar	303.126	311.524
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	2.690.855	2.667.611
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	Peso chileno	Dólar	2.269.989	3.306.519
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	7.848.419	9.001.304
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	200.289	132.661
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>				<b>15.764.486</b>	<b>16.790.009</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>					
	Otros Activos Financieros no Corriente	Peso chileno	Dólar	2.399.640	1.245.701
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	11.253.830	11.482.326
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	Peso chileno	Dólar	29.566	16.928
	Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación	Dólar	Peso chileno	-	230.407
(*)	Activos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	3.259.986	2.710.229
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				<b>16.943.022</b>	<b>15.685.591</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>				<b>32.707.508</b>	<b>32.475.600</b>
PASIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>					
	Otros Pasivos Financieros Corrientes (partida con cobertura USD a CLP, ver nota 16.2.7)	Dólar	Peso chileno	-	33.221.198
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	14.729.167	65.095.987
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	2.720.871	3.815.945
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	472.003	4.805.005
(**)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	10.576.732	3.688.681
(*)	Otras Provisiones Corrientes	Peso chileno	Dólar	69.822	92.756
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	7.541	1.830
	Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	141.337	128.271
	Otros Pasivos financieros no corrientes	Dólar	Peso chileno	1.789.661	-
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>				<b>30.507.134</b>	<b>110.849.673</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>					
	Otros Pasivos Financieros no Corriente	U.F.	Peso chileno	377.229.767	309.318.937
(*)	Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	4.868.358	3.324.919
(*)	Provisiones no corrientes por Beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	137.151	117.392
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>				<b>382.235.276</b>	<b>312.761.248</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>				<b>412.742.410</b>	<b>423.610.921</b>



**Análisis Razonado**  
**Estados Financieros Consolidados – Inversiones Eléctricas del Sur 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	138.383	163.931	(25.548)	(16%)
Activos No Corrientes	803.255	774.894	28.361	4%
<b>Total Activos</b>	<b>941.638</b>	<b>938.825</b>	<b>2.813</b>	<b>0%</b>
Pasivos Corrientes	131.607	201.870	(70.263)	(35%)
Pasivos No Corrientes	418.692	347.878	70.814	20%
Patrimonio	391.339	389.077	2.262	1%
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>941.638</b>	<b>938.825</b>	<b>2.813</b>	<b>0%</b>

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$2.813 respecto de diciembre 2012, explicado por una disminución de los Activos Corrientes (MM\$25.548) y un aumento en los Activos No Corrientes (MM\$28.361).

La variación negativa de los Activos Corrientes, se explica por:

- a) Disminución de efectivo y efectivo equivalente (MM\$39.551) debido a amortizaciones de deuda financiera y mayor pago de dividendos. Compensado parcialmente con mayores ingresos operacionales netos.
- b) Aumento de Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar (MM\$11.087), debido principalmente a:
  - Incremento en las tarifas de Distribución<sup>1</sup>, precio de compra de energía (MM\$5.735) y mayor venta física de energía.
  - Aumento de precio en las nuevas tarifas de Subtransmisión<sup>2</sup>, correspondientes al periodo 2011-2013 (MM\$6.079).
- c) Aumento de Inventarios Corrientes (MM\$1.153), destinado principalmente a la ejecución de obras propia, FNDR y de terceros.

<sup>1</sup> Ver explicación, en nota 3 (pág. 7)

<sup>2</sup> Ver explicación, en nota 4 (pág. 8)



- d) Aumento de Activos por Impuestos Corrientes (MM\$1.547), debido a mayores derechos de anticipo de Pagos Provisionales Mensuales (PPM), crédito sobre las inversiones en zonas extremas (crédito Ley Austral) en la filial Edelaysen y recuperación de Pérdidas Por Utilidades Absorbidas (PPUA).

La variación positiva de los Activos No Corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento de Otros Activos Financieros (MM\$1.524), principalmente por remanente de crédito fiscal por mayores compras de petróleo en la filial SAGESA, necesario para la generación térmica.
- b) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo (MM\$30.500), 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, Plantas y Equipos.

Compensado parcialmente con:

- a) Disminución de Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar (MM\$2.176), por traspaso de la porción de corto plazo de créditos al Activo Corriente, asociado a financiamiento por alumbrado público de municipalidades y otros particulares.
- b) Disminución de Activos por Impuestos Diferidos (MM\$898), debido a diferencias temporales que afectan principalmente a Propiedades, Planta y Equipo en la filial Saesa, por diferencias de depreciación financiera y tributaria.

## 2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$551 respecto de diciembre de 2012, explicado por una disminución en los Pasivos Corrientes de MM\$70.263 y un aumento en los Pasivos No Corrientes de MM\$70.814.

La disminución de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por:

- a) Disminución de Otros Pasivos Financieros (MM\$94.919), principalmente por el rescate anticipado de los Bonos Serie F en la filial Saesa, 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, los que fueron refinanciados en el largo plazo con la colocación de Bonos Serie H, en Agosto 2013.



Compensado parcialmente con:

- a) Aumento en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar (MM\$7.070), 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).
- b) Incremento en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM\$5.330), por mayores préstamos de Matriz (Inversiones Grupo Saesa Ltda.) y provisión de dividendos mínimos por pagar.
- c) Aumento en Pasivos por Impuestos Corrientes (MM\$2.761), principalmente por provisión de impuesto a la renta año tributario en filial STS y Frontel por mejores resultados.
- d) Aumento en Otros Pasivos No Financieros (MM\$8.937), principalmente por mayores aportes de subsidios FNDR y de terceros, para construcción de obras.

El aumento de los Pasivos No Corrientes, se explica por:

- a) Aumento en Pasivos Financieros (MM\$67.086), por colocación de Bonos Serie H en Eléctricas. en Agosto 2013, compensado parcialmente con el traspaso al Corriente de cuota de capital de los Bonos Serie I y G en Saesa y Serie A en Frontel.
- b) Mayores Pasivos por Impuestos Diferidos (MM\$1.290), producto de una variación mayor en la diferencia temporal, generada por la depreciación acelerada de Propiedades, Planta y Equipo (utilizado para la contabilidad tributaria).
- c) Aumento en Otros Pasivos No Financieros No Corrientes (MM\$1.735), por 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.
- d) Aumento en Provisiones No Corrientes por Beneficio a los Empleados (MM\$704), producto del incremento normal de la Provisión de Indemnización por Años de Servicios (IAS).



### 3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$2.262 respecto de diciembre de 2012, principalmente por provisión de dividendos mínimo (MM\$7.238), pago de dividendos del periodo neto de provisión de diciembre 2012 (MM\$15.750), compensado parcialmente con el resultado del período (MM\$24.541).

## Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-13	Dic-12	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,1	0,8	29,5%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,9	0,8	26,4%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	1,4	1,4	(0,3%)
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	4,2	3,7	13,6%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	23,9%	36,8%	(35,0%)
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	76,1%	63,2%	20,3%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	51.532	52.469	(1,8%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	4,0	4,1	(0,4%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	91	90	0,4%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	70,7	65,7	7,6%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	73.513	58.705	25,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	6,29%	3,70%	69,9%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	2,61%	1,59%	64,0%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	11,10%	8,93%	24,3%
	Utilidad por acción (14)	\$	337,06	197,88	70,3%

### 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 presenta MM\$8.294 en inversiones con subsidios, mientras que en el 2012 considera un total de MM\$387.

**(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):**

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

**(12) Rendimiento del Activo (anualizado):**

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

**(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):**

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

**(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	362.746	339.292	23.454	7%
Materias primas y consumibles utilizados	(221.494)	(214.407)	(7.087)	3%
<b>Margen de contribución</b>	<b>141.252</b>	<b>124.885</b>	<b>16.367</b>	<b>13%</b>
Gasto por Beneficio a los Empleados	(22.582)	(20.451)	(2.131)	10%
Otros gastos por naturaleza	(45.157)	(45.652)	495	(1%)
<b>Resultado bruto de explotación</b>	<b>73.513</b>	<b>58.782</b>	<b>14.731</b>	<b>25%</b>
Gasto por Depreciación y Amortización	(18.787)	(17.514)	(1.273)	7%
<b>Resultado de explotación</b>	<b>54.726</b>	<b>41.268</b>	<b>13.458</b>	<b>33%</b>
Resultado Financiero	(22.494)	(21.757)	(737)	3%
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	(355)	(20)	(335)	100%
Otras Ganancias (Pérdidas)	(183)	136	(319)	(235%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	31.694	19.627	12.067	61%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(7.153)	(5.125)	(2.028)	40%
<b>Ganancia (Pérdida)</b>	<b>24.541</b>	<b>14.502</b>	<b>10.039</b>	<b>69%</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	24.127	14.226	9.901	70%
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	<b>413</b>	<b>275</b>	<b>138</b>	<b>50%</b>

### 1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del periodo anterior, en MM\$13.458, lo que se explica por:

#### a) Mayor Margen de Contribución por MM\$16.367 debido a:

- Mayor margen de distribución de MM\$13.392 por incremento en tarifas de distribución<sup>3</sup> (que incluyen la reliquidación por nuevas tarifas periodo Nov-Dic 2012), disminución en pérdidas de energía e incremento en las ventas físicas (5,9%).

<sup>3</sup> 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\$5.707, principalmente por entrada en vigencia de nuevas tarifas de Subtransmisión<sup>4</sup> y puesta en servicio de obras destinadas a evacuación de energía de centrales de generación pequeñas.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- Menores ingresos netos de generación y comercialización de energía en Sagesa y SGA por MM\$1.578 debido a costos marginales (precios de venta) más bajos, principalmente por la entrada en operación de centrales con costos de despacho más bajos.
- b) Mayores Gastos del Personal por MM\$2.131, principalmente por mayores bonos generales por obtención de resultados y aumento nominal de remuneraciones.

## 2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$737 con respecto al ejercicio anterior, principalmente por:

- a) Mayores Costos Financieros (MM\$1.610), producto de una mayor deuda promedio anual.
- b) Variación negativa por Diferencias de Cambio (MM\$675), debido a la corrección de las cuentas monetarias de las filiales SGA y SAGESA, que tienen moneda funcional dólar.

Lo Anterior, compensado parcialmente con:

- c) Aumento de los Resultados (menor pérdida) por Unidades de Reajuste de MM\$892, originado por la variación del valor de la UF en el periodo enero-diciembre 2013 (2,1%) versus periodo enero- diciembre 2012 (2,4%).
- d) Mayores Ingresos Financieros (MM\$655), producto de una mayor disposición de Efectivo y Equivalentes al Efectivo, durante el ejercicio 2013.

---

<sup>4</sup> 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 obtuvo utilidades por MM\$24.541, lo que implicó un aumento de MM\$10.039 respecto del ejercicio 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	77.620	61.081	16.539	27%
de la Inversión	(57.929)	(58.739)	810	(1%)
de Financiación	(59.236)	39.314	(98.550)	(251%)
<b>Flujo neto del período</b>	<b>(39.545)</b>	<b>41.656</b>	<b>(81.201)</b>	<b>(195%)</b>
Variación en la tasa de cambio	(6)	5	(11)	(220%)
<b>Incremento (disminución)</b>	<b>(39.551)</b>	<b>41.661</b>	<b>(81.212)</b>	<b>(195%)</b>
Saldo Inicial	70.264	28.603	41.661	146%
<b>Saldo Final</b>	<b>30.713</b>	<b>70.264</b>	<b>(39.551)</b>	<b>(56%)</b>

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$30.713.

La variación negativa del flujo neto del período respecto del ejercicio anterior, se explica principalmente por:

- 1) Mayor flujo positivo de efectivo procedente de actividades de la Operación, principalmente por menor pago de proveedores por el suministro de bienes y servicios, compensados parcialmente con un mayor pago de impuesto de renta y menores ingresos procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.
- 2) Mayor flujo negativo de efectivo por actividades de Financiación, principalmente por mayores pagos de préstamos de entidades financieras y dividendos, Lo anterior, compensado parcialmente con importes procedentes de Subvenciones del Gobierno (FNDR) y préstamos de entidades relacionadas.



#### **IV. Mercados en que Participa**

Eléctricas del Sur S.A., a través de sus filiales Saesa, Frontel, Edelaysen y Luz Osorno, distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y grupos generadores diesel con una potencia instalada de 110 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado. La otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión, corresponden principalmente al transporte 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. Esta actividad es desarrollada principalmente por la filial STS.

#### **V. Principales Riesgos**

##### **1) Riesgo de Negocio (Regulatorio)**

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

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

## 1.1) Riesgo Regulatorio

### a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 conocida como la "Ley Net Metering" que fomenta la generación distribuida residencial, lo 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 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 Edelaysen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

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

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) 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 de 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 a la Sociedad.

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.

Las filiales Sagesa y SGA tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados del Grupo son de un 3,9%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2013, las cuentas de balance de Sagesa presentan un exceso de pasivos sobre activos 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\$143.041, de cargo o abono según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Así mismo, 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 99,6% 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\$1.993.388.

## 2.3) Riesgos Tasa de Interés

En la actualidad el 95% 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 y Libo, suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB y Libo 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\$175.997 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 y variable, es la siguiente:

	31/12/2013	31/12/2012
Tasa Interés Variable	5%	6%
Tasa Interés Protegida	0%	1%
Tasa Interés Fija	95%	93%

#### 2.4) Riesgo 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.

El 100% de deuda de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deuda anuales y/o semestrales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto ni en el largo plazo.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con la matriz Grupo Saesa y las filiales Saesa y 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.

Adicionalmente, Saesa y sus filiales y Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000, 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.

La Sociedad y sus filiales, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar por financiar algunas inversiones de largo plazo con crédito de corto y mediano plazo, principalmente por optar a condiciones de mercado más favorables, así como mantener deuda relacionadas con la matriz.

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

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

Otro aspecto importante que establece la ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

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



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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	35%	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, 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).

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 Norma Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran en la Nota N° 2 de los Estados Financieros.