



Reporte Anual 2012

ÍNDICE

Carta del Presidente del Directorio	3
Visión Corporativa	5
Identificación de la Sociedad	6
Antecedentes Relevantes	7
Estructura de Propiedad	8
Propiedad y Control	9
Directorio	11
Administración	12
Estructura Organizativa	12
Marcha de la Empresa	13
Línea de Tiempo	17
Actividades de la Sociedad	21
Factores de Riesgo	22
Gestión Financiera	25
Información Financiera	28
Hechos Relevantes	29
Declaración de Responsabilidad	30
Estados Resumidos	31

Carta del Presidente del Directorio

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

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

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

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

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

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

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

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

El Plan de Calidad Técnica llevado a cabo por la compañía tiene por objeto coordinar las iniciativas de inversión y mantenimiento para mejorar los índices de calidad de suministro. La implementación de este plan

durante 2012 arrojó significativos avances, logrando superar las metas definidas como compañía, tanto en zonas urbanas como rurales. A través de este plan, iniciado en 2011, la compañía espera llegar en dos años más a altos niveles de calidad de servicio, teniendo en cuenta la cobertura y dispersión geográfica de sus clientes.

El crecimiento sólido y consistente en el sector energía ha impulsado al Grupo Saesa a abrirse también a nuevos mercados y zonas geográficas del país. Es así como en el consorcio formado junto a Chilquinta logró la adjudicación de dos proyectos para la ampliación del Sistema Interconectado Central (SIC). Se trata de las nuevas líneas 2x 220 kV Cardones- Diego de Almagro, y de la 2x 220 kV Ciruelos- Pichirropulli. La inversión estimada para materializar ambos proyectos es de aproximadamente US\$150 millones, y el plazo de construcción es de 5 años.

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

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

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

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

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

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

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

Jorge Lesser García Huidobro
Presidente del Directorio

Mantra

Somos la Luz del Sur

Visión

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

Misión

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

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

Valores Corporativos

Pasión por el cliente: Parte de nuestro ADN

Nos apasiona el desafío de brindar satisfacción a nuestros clientes.

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

Seguridad: Intransable

Cuidamos de nosotros y de los demás.

Trabajamos con altos estándares de seguridad.

Vivimos la seguridad en nuestro actuar y nuestras decisiones.

Eficiencia: Clave en nuestro quehacer

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

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

Integridad: Hacemos lo correcto

Actuamos con transparencia, honradez y rectitud.

Valoramos a las personas y les damos un trato respetuoso.

Identificación de la Sociedad

Razón Social	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
Nombre de Fantasía	Frontel
Rol Único Tributario	76.073.164-1
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 4147500
Fax	(2) 4147009
Correo Electrónico	info@saesa.cl
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Valores	N°1073
Fecha de inscripción en el Registro de Valores	19/05/2011
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 5 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.010 N°31.135 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

Antecedentes Relevantes

Cifras Operacionales

	2012	2011
Venta de Energía (GWh)	794	742
Clientes (Miles)	315	308
Trabajadores	358	329
Líneas AT (km)	72	43
Líneas MT (km)	15.719	15.469
Líneas BT (km)	12.818	12.624
MVA Instalados (AT/MT)	107	87
MVA Instalados (MT/BT)	332	327

Antecedentes Financieros

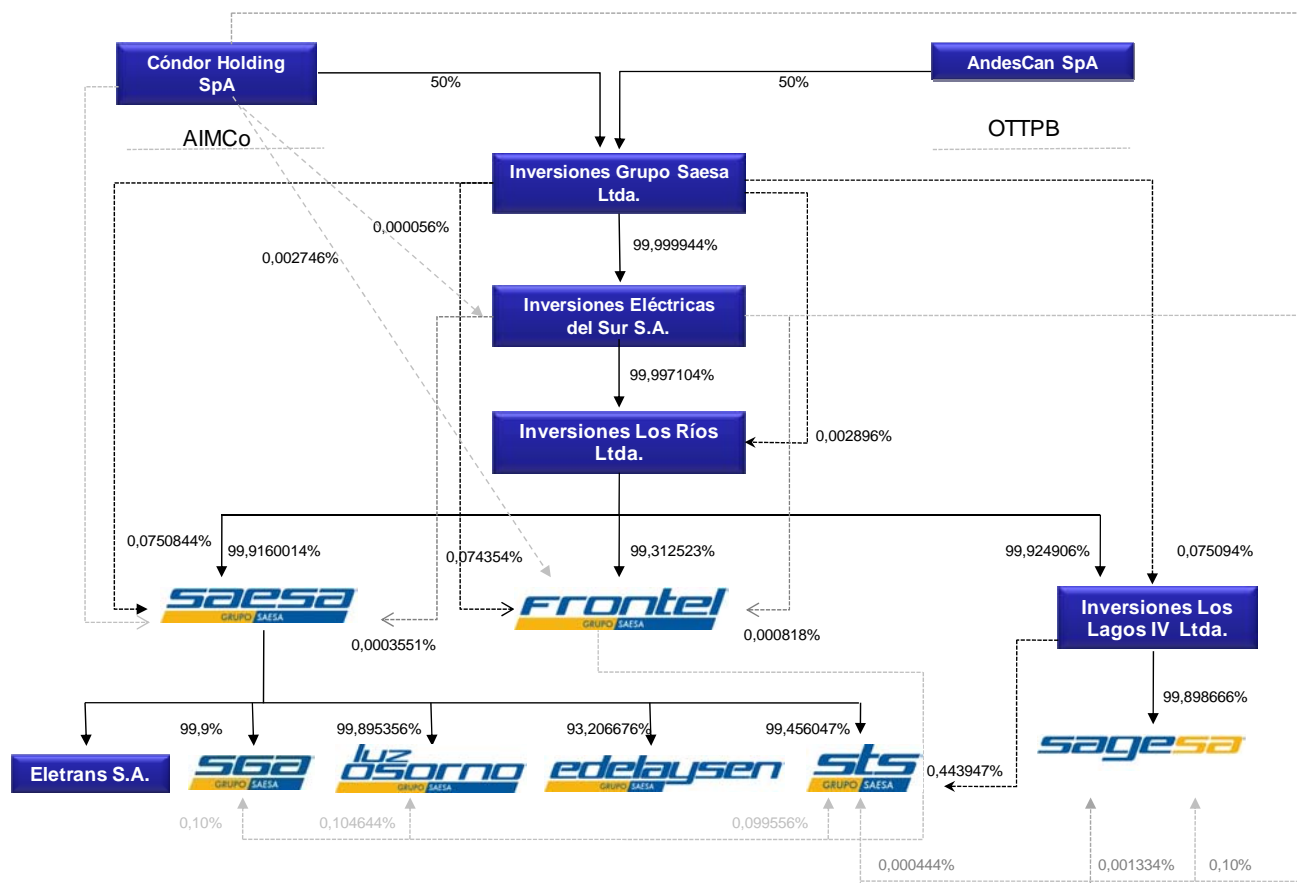
	MM\$ 2012	MM\$ 2011
Ingresos	93.530	94.284
Margen Bruto	34.348	27.881
Ganancia	4.552	2.641

Activos	229.914	223.354
Pasivos	68.227	64.753
Patrimonio	161.687	158.601

Inversiones	13.679	9.757
EBITDA	11.845	8.535

Estructura de Propiedad

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



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de Frontel, Inversiones Los Ríos Ltda., posee un 99,312523% en forma directa.

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2012, el número de accionistas de Frontel alcanzaba 192, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Acciones		Total Acciones	%
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Rios Limitada	305.287.486	7.405.389.148.824	7.405.694.436.310	99,313%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3641%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0744%
Municipalidad De Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0474%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0394%
Municipalidad De Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%
Instituto De Normalizacion Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%
Municipalidad De Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%
Brunner Noerr, Alejandro Jose	22.564	676.909.100	676.931.664	0,0091%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%
Perez Vicens, Claudio Ricardo	22.498	674.912.141	674.934.639	0,0091%
Otros Accionistas	204.896.655	3.839.701.220	4.044.597.875	0,0542%
Total	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

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

a) Disminución de Acciones: Producto de la fusión de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante "Antigua Frontel") en Inversiones Los Lagos III S.A. (que pasó a denominarse, después de materializada la fusión "*Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.*") se produjo la materialización de la disminución de acciones correspondientes a los accionistas que se acogieron a retiro producto de la fusión en 2011.

b) Compraventa de Acciones:

Vendedor	Comprador	Fecha	Acciones		Total Acciones
			Serie A	Serie B	
Ilustre Municipalidad de Bulnes	Inversiones Los Rios Ltda.	10/05/2012	262.571	7.876.859.474	7.877.122.045

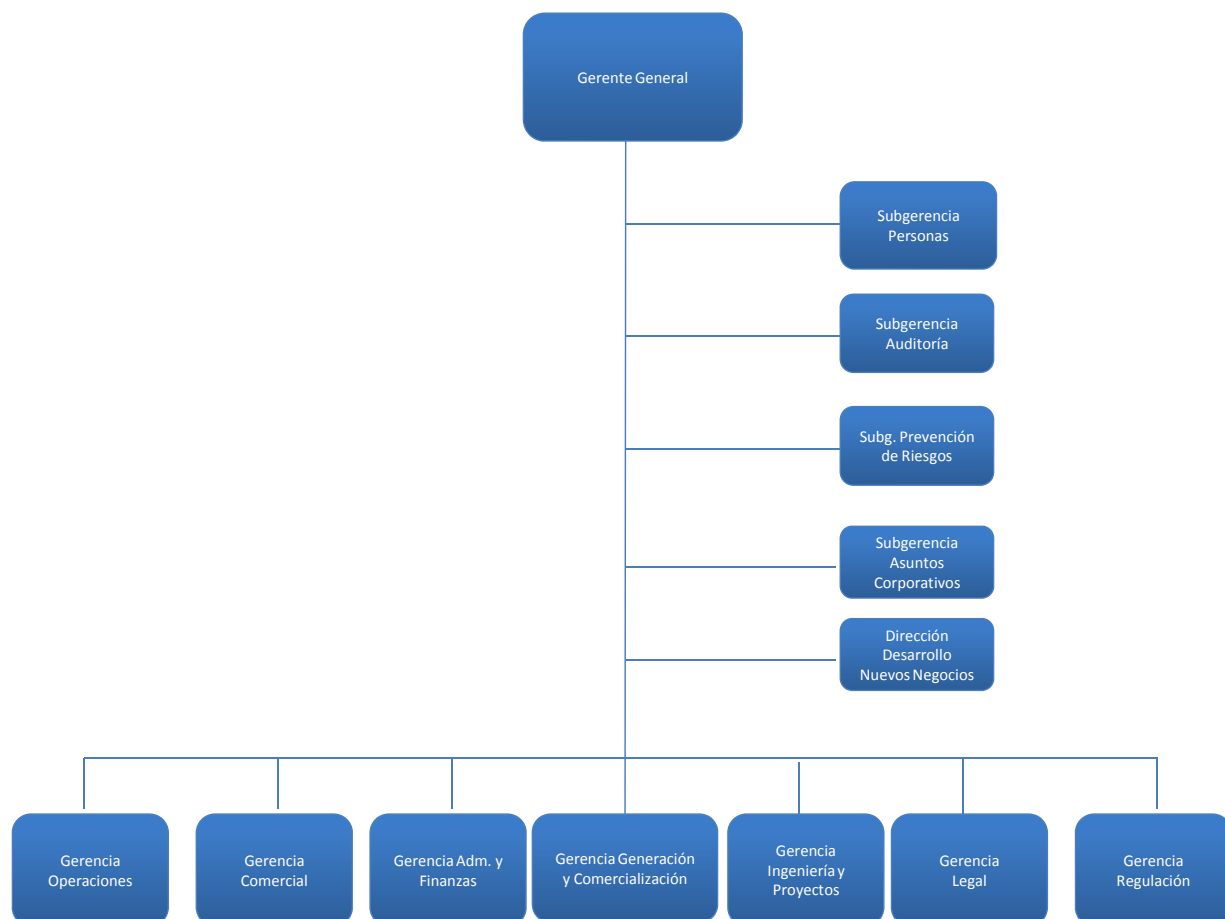
Directorio

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

Administración

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

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

GRAN AVANCE EN LA MEJORA DE CALIDAD DE SERVICIO

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

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

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

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

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

SEGURIDAD, NUESTRO VALOR CORPORATIVO INTRANSABLE

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

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

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

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

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

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

GRANDES PROYECTOS EN DESARROLLO

Plan Arauco

Tras sufrir las consecuencias de un temporal que causó más daños que el terremoto del 27/F en las instalaciones eléctricas, la empresa, a través de su filial Frontel estrechó su compromiso con los 55 mil clientes de la Provincia de Arauco mediante un plan especial de inversiones superior a los \$5 mil millones.

Este plan, aún en ejecución, contempla la instalación de 5 centrales de respaldo, la asignación de nuevas brigadas de operaciones para la provincia, la construcción de una subestación en Cañete y una línea de 66KV entre esta comuna y el sector Tres Pinos. Además, de una nueva oficina de atención a clientes en Los Álamos ya inaugurada, y un completo plan de comunicaciones y vinculación con autoridades locales y la comunidad.

PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

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

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

Durante el año 2012, se conectaron 16 proyectos con un presupuesto de M\$4.123.052, con 590 beneficiarios.

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

GESTIÓN COMERCIAL

Participación en proyectos de Alumbrado Público

En el año 2012 la compañía participó en un gran número de licitaciones públicas por mejoramiento de Alumbrado Público (AP) desde la Región de la Araucanía hasta la Región de los Lagos. Destacan entre estos, los proyectos de AP de Angol, Los Sauces, Quilaco, Traiguén y Lota, junto a los proyectos relevantes por la

cantidad de lámparas instaladas en el caso de Valdivia II Etapa. Este proyecto viene a complementar lo realizado en el año 2008 con el reemplazo de 9 mil dispositivos por otros de mayor potencia, calidad lumínica y ahorro energético.

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

Participación en Ferias de Negocios

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

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

MEDIO AMBIENTE

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

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

Junto con ello, se realizó la Campaña “Ponte las Pilas”, que se llevó a efecto en conjunto con la SEREMI de Medio Ambiente de la Novena Región, en donde gracias a la implementación de cinco lugares fijos de recolección y siete campañas móviles, se logró llevar a disposición final autorizada más de 9 toneladas de pilas usadas altamente contaminantes.

Además, es importante destacar el aporte de tres millones de pesos al Proyecto Orquídeas de Nahuelbuta, impulsado por la Municipalidad de Angol y desarrollado por Christian Romero, estudiante de Ingeniería en Biotecnología Vegetal del Campus Los Ángeles de la Universidad de Concepción. El propósito del estudio es

indagar un método de propagación in vitro de 3 especies, lo que permitirá obtener clones y evitar los problemas asociados a la reproducción sexual de dichas especies.

NUESTRAS PERSONAS

Frontel	
Gerentes y ejecutivos principales	1
Profesionales y técnicos	239
Administrativos y electricistas	118
Total	358

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

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

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

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

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

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

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

Línea de Tiempo

- 1956: Frontel inicia actividades de distribución eléctrica como filial de Endesa. Inicialmente sirve a ciudades y pueblos de las provincias de Concepción, Ñuble, Arauco, Bio Bio, Malleco y Cautín.
- 1957: Endesa transforma a Frontel en una sociedad anónima, quedándose con un 83,7% de participación.
- 1981: En licitación pública, Compañía de Petróleos de Chile S.A., COPEC, se adjudica la participación accionaria de ENDESA en Frontel.
- 1982: Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, compra a COPEC el 70% de las acciones de Frontel. Esta se convierte en una filial de Saesa, quedando ambas bajo una misma administración.
- 1989: Frontel comienza a desarrollar actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones 66/23 kV.
- 1996: Frontel adquiere el 0,1% de las acciones de Sistema de Transmisión del Sur.
- 1999: Con una participación de 0,1%, Frontel constituye, junto con la matriz Saesa, la sociedad Saesa Ltda., que adquiere el 99,9% de las acciones de Compañía Eléctrica Osorno S.A., CREO.
- 2000: Frontel compra a Saesa su 0,1% de participación en CREO y vende a Saesa su participación en Saesa Ltda.
- 2001: En agosto Inversiones PSEG Chile I Ltda., adquiere el 13,71% de las acciones de Frontel, propiedad de COPEC, así como el 93,88% de las acciones de Saesa.
- 2002: Se divide PSEG Chile Holding I S.A., en PSEG Chile Holding S.A. I y II, sociedades a las que se transfieren los derechos sociales de Inversiones PSEG Chile II Ltda., pasando a ser matriz indirecta de Saesa II y Frontel.
- La Junta General Extraordinaria de Accionistas de PSEG Chile Holding II S.A., aprueba la fusión por incorporación de Frontel, Saesa II e Inversiones PSEG Chile II Limitada, en PSEG Chile Holding II S.A., y se establecieron los estatutos de la sociedad que pasaría a llamarse Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
- 2003: Frontel continúa desarrollando su compromiso con las zonas más apartadas, firmando durante el 2003 convenios de electrificación rural por un total de \$2.900 millones, los que beneficiaron a 1.951 familias.

- 2004:** En el mes de noviembre se dio inicio al Plan Rumbo al Sur, que pretende poner un énfasis especial en los clientes, bajo cuatro pilares fundamentales: Pasión por el cliente, excelencia operacional, nuevo estilo de trabajo y foco en los resultados.
- 2005:** Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión.
- 2006:** Tras completar una inversión en mejoramiento, Frontel eleva sus índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.
- 2007:** En agosto, Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General.
- Se cumplen y superan los objetivos fijados para calidad de servicio. Indicadores urbanos y rurales presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.
- 2008:** El 24 de julio el consorcio integrado, en partes iguales, por los fondos de inversión Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Fund, adquirieron la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.
- 2009:** Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$5.900 millones.
- 2010:** Durante el mes de febrero un fuerte terremoto afectó al país por lo que la Sociedad y sus filiales tuvieron que enfrentar un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a los clientes desde Bio Bio hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.
- Frontel supera los 300 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.
- 2011:** La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).
- 2012:** En febrero, Francisco Alliende Arriagada asume como Gerente General.

Actividades de la Sociedad

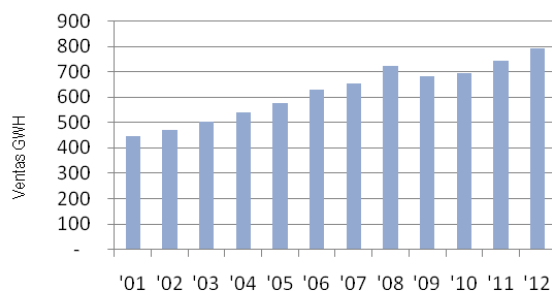
Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío, y Cautín, Región de la Araucanía.

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 72 km de líneas de 110 kV y 107 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.

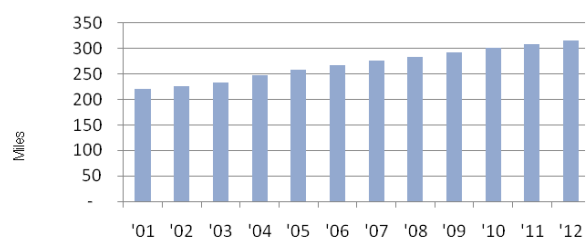
A partir del año 2010 el suministro está respaldado con contrato, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y consideran una duración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

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2012 ascienden a \$13.679 millones.



Las ventas de energía durante 2012 alcanzaron a 794 GWh.



Frontel al cierre del ejercicio atendía a 315 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,2% respecto del año 2011.

Factores de Riesgo

- Riesgo de negocio

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

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

- 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, modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

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

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

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

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como "Ley de Concesiones" el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas y la "Ley de Carretera Eléctrica", que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros.

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

b) Fijación de tarifas de distribución

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

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Actualmente se encuentra en la Contraloría General de la República el Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016 y se espera sea publicado dentro del primer trimestre de 2013. La Sociedad no espera cambios que impliquen una disminución de sus tarifas.

Adicionalmente las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final.

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

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

c) Contratos de suministro

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

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

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de la Sociedad, SEC emitió la Resolución Exenta N° 2228, de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro para clientes regulados no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

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

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

Abastecimiento de energía

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

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

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que otro año seco como el 2010 podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos años (2012 - 2014).

Riesgos de Mercado

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 51% 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 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida, es decir, una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija (Cross Currency Swap).

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

Gestión Financiera

Utilidad Líquida Distribuible

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

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

En razón a lo anterior, la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2012 asciende a M\$ 4.552.354.

Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad entre el 2004 y 2012 son los siguientes:

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N°1	28-4-10	0,004259	2009
Final N°2	2-5-11	0,01711	2010
Final N°3	2-5-11	0,00213	2010
Final N°4	25-5-12	0,00010	2011

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de un dividendo final N°5 de \$ 0,00061048, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.12. Este dividendo representa un 100% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 4.552.354.

Adicionalmente, el Directorio ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la aprobación del pago de dividendo adicional N°6 de \$0,00099875 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto.

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

Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2012 ascendía a M\$ 133.737.399 distribuido en 7.456.959.350.043 acciones suscritas y pagadas.

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

	M\$
Capital emitido	133.737.399
Ganancias (pérdidas) acumuladas	4.752.845
Otras reservas	12.562.505
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	151.052.749

Directorio

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

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

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

Remuneración del Directorio y Gerentes

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

	2012	2011
Jorge Lesser G.	22.499	21.960
Iván Díaz M.	22.499	21.960
Pedro Pablo Errázuriz D.	-	892
Total	44.998	44.812

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

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

Durante el año 2012, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de Frontel.

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

La Sociedad continuará su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, entre las regiones del Bío Bío y La Araucanía, 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 posee para sus instalaciones pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria.

Hechos Relevantes

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

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

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2012, se procedió a la modificación de los artículos Décimo Segundo y Vigésimo de los estatutos de la Sociedad, aumentando de seis a ocho el número de miembros que integran el Directorio de la Sociedad y disponer que todos los acuerdos del Directorio se tomen por a lo menos cinco de sus ocho miembros.

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

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

Declaración de Responsabilidad



Jorge Lesser
Presidente



Iván Díaz-Molina
Vicepresidente



Juzar Pirbhai
Director



Waldo Fortin
Director



Juan Ignacio Paro
Director



Ben Hawkins
Director



Olivia Steedman
Director



Kevin Roseke
Director



Francisco Alliende
Gerente General

Estados Resumidos

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. - Frontel S.A.

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

	31-Dic-2012	31-Dic-2011
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	30.954.803	33.095.492
Activos No Corrientes	198.959.488	190.258.776
Total Activos	229.914.291	223.354.268

	31-Dic-2012	31-Dic-2011
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	47.813.659	44.263.027
Pasivos No Corrientes	20.413.589	20.489.875
Total Pasivos	68.227.248	64.752.902
Total Patrimonio Neto	161.687.043	158.601.366
Total Patrimonio Neto y Pasivos	229.914.291	223.354.268

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

	31-Dic-2012	31-Dic-2011
M\$		
Margen Bruto	34.348.158	27.880.960
Ganancia Antes de Impuesto	5.631.874	2.609.966
Impuesto a las Ganancias	(1.079.520)	30.955
Ganancia	4.552.354	2.640.921

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

	31-Dic-2012	31-Dic-2011
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	12.735.156	12.820.079
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(15.098.068)	(10.040.952)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	1.901.428	(4.739.165)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	5.544	17.257
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(455.940)	(1.942.781)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	4.169.881	6.112.662
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	3.713.941	4.169.881

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

	31-Dic-2012	31-Dic-2011
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	158.601.366	151.797.883
Cambios en Patrimonio	3.085.677	6.803.483
Saldo Final Periodo Actual	161.687.043	158.601.366

Estados Financieros

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2012 y 2011 y los correspondientes estados 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.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros 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 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 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 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. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros 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 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.

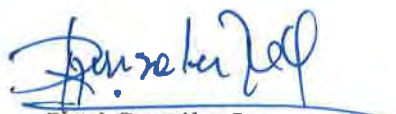
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

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

Deloitte.

Marzo 27, 2013
Concepción, Chile



René González L.
Rut.:12.380.681-6

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre 2011.

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	3.713.941	4.169.881
Otros Activos Financieros, Corrientes	5	-	1.131.839
Otros Activos no Financieros, Corrientes		151.955	109.622
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	22.047.214	22.308.425
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	7	6.558	130.714
Inventarios Corrientes	8	3.812.094	3.717.910
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	9	1.223.041	1.527.101
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		30.954.803	33.095.492
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		30.954.803	33.095.492
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por Cobrar No Corrientes	6	2.924.619	2.786.197
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	31	102.728	107.614
Activos Intangibles distinto de la Plusvalía, Neto	10	4.807.745	4.837.395
Plusvalía	11	57.029.460	57.029.460
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	12	133.064.409	124.526.773
Activos por Impuestos Diferidos	13	1.030.527	971.337
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		198.959.488	190.258.776
TOTAL ACTIVOS		229.914.291	223.354.268

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre 2011.

(En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	14	18.694.098	13.774.555
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	16	10.992.672	12.774.259
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	6.052.518	6.205.196
Otras Provisiones a Corto Plazo	17	420.259	238.654
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	9	721.944	787.642
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	17	1.591.488	1.325.533
Otros Pasivos No Financieros, Corrientes	18	9.340.680	9.157.188
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		47.813.659	44.263.027
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		47.813.659	44.263.027
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corrientes	14	16.314.821	17.198.252
Pasivos por Impuestos Diferidos	13	2.156.281	1.478.352
Otros Pasivos no Financieros, No Corrientes		13.622	12.758
Provisiones No Corrientes por Beneficios a los Empleados	17	1.928.865	1.800.513
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		20.413.589	20.489.875
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	19	133.737.399	133.753.099
Ganancias acumuladas	19	15.387.139	12.208.215
Otras Reservas	19	12.562.505	12.640.052
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		161.687.043	158.601.366
Participaciones no controladoras	19		
TOTAL PATRIMONIO		161.687.043	158.601.366
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		229.914.291	223.354.268

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Resultados Integrales

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

(En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	Nota	01-01-2012 al 31-12-2012 M\$	01-01-2011 al 31-12-2011 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	20	84.973.637	88.808.910
Otros ingresos, por Naturaleza	20	8.556.182	5.475.278
Materias Primas y Consumibles Utilizados	21	(59.181.661)	(66.403.228)
Gastos por Beneficios a los Empleados	22	(8.466.620)	(7.349.228)
Gasto por Depreciación y Amortización	23	(4.577.661)	(4.316.105)
Otros Gastos por Naturaleza	24	(14.036.446)	(11.996.768)
Otras Ganancias (Pérdidas)		25.788	42.039
Ingresos Financieros	25	194.461	277.208
Costos Financieros	25	(1.338.295)	(821.631)
Participación en Ganancia (Pérdidas) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	31	12.296	10.145
Diferencias de Cambio	25	(6.467)	(343)
Resultados por Unidades de Reajuste	25	(523.340)	(1.116.311)
Ganancia Antes de Impuesto		5.631.874	2.609.966
Gasto por Impuesto a las Ganancias	13	(1.079.520)	30.955
Ganancia Procedente de Operaciones Continuas		4.552.354	2.640.921
Ganancia (Pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia		4.552.354	2.640.921
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia Atribuible a los Propietarios de la Controladora		4.552.354	2.640.921
Ganancia Atribuible a Participaciones No Controladoras	19	-	-
Ganancia		4.552.354	2.640.921
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	0,0006104	0,000354
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción		
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica	\$/acción		

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Resultados Integrales

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

(En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01-01-2012 al 31-12-2012 M\$	01-01-2011 al 31-12-2011 M\$
Ganancia (Pérdida)		4.552.354	2.640.921
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos	19	(828)	1.117
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		(828)	1.117
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		(94.749)	21.696
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(94.749)	21.696
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(95.577)	22.813
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		18.014	(3.403)
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado		18.014	(3.403)
Otro Resultado Integral		(77.563)	19.410
Resultado Integral Total		4.474.791	2.660.331
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		4.474.791	2.660.331
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		-	-
Resultado Integral Total		4.474.791	2.660.331

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

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

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión 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\$
			Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varías M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2012	133.753.099	-	-	-	(469)	52.067	-	12.588.454	12.640.052	12.208.215	158.601.366	-	158.601.366
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	133.753.099	-	-	-	(469)	52.067	-	12.588.454	12.640.052	12.208.215	158.601.366	-	158.601.366
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.552.354	4.552.354	-	4.552.354
Otro resultado integral	-	-	-	-	(828)	(76.735)	-	-	(77.563)	-	(77.563)	-	(77.563)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.474.791	-	4.474.791
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.373.430)	(1.373.430)	-	(1.373.430)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(15.700)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(15.700)	-	(15.700)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	16	16	-	16	-	16
Otro incremento (decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	(15.700)	-	-	-	(828)	(76.735)	-	16	(77.547)	3.178.924	3.085.677	-	3.085.677
Saldo Final al 31/12/2012	133.737.399	-	-	-	(1.297)	(24.668)	-	12.588.470	12.562.505	15.387.139	161.687.043	-	161.687.043

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión 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\$
			Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varías M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2011	133.103.892	-	-	-	(1.571)	33.436	-	4.577.306	4.609.171	12.901.599	150.614.662	1.183.221	151.797.883
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	133.103.892	-	-	-	(1.571)	33.436	-	4.577.306	4.609.171	12.901.599	150.614.662	1.183.221	151.797.883
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.640.921	2.640.921	-	2.640.921
Otro resultado integral	-	-	-	-	1.117	18.293	-	-	19.410	-	19.410	-	19.410
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.660.331	-	2.660.331
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.333.098)	(3.333.098)	-	(3.333.098)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	649.207	-	-	-	-	-	-	-	-	-	649.207	-	649.207,00
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	(15)	338	-	8.011.148	8.011.471	(1.207)	8.010.264	(1.183.221)	6.827.043
Otro incremento (decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	649.207	-	-	-	1.102	18.631	-	8.011.148	8.030.881	(693.384)	7.986.704	(1.183.221)	6.803.483
Saldo Final al 31/12/2011	133.753.099	-	-	-	(469)	52.067	-	12.588.454	12.640.052	12.208.215	158.601.366	-	158.601.366

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Flujo de Efectivo Directo

Por los años terminados al 31 de diciembre 2012 y 2011.
(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01-01-2012 al 31-12-2012	01-01-2011 al 31-12-2011
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		118.427.731	122.579.661
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		118.340.508	122.542.542
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		0	4.323
Otros cobros por actividades de operación		87.223	32.796
Clases de pagos		(105.639.511)	(109.352.725)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(97.448.258)	(101.179.277)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(6.367.956)	(7.594.673)
Otros pagos por actividades de operación		(1.823.297)	(578.775)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(53.064)	(406.857)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		12.735.156	12.820.079
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(5.078.500)	(6.815.553)
Compras de propiedades, planta y equipo		(15.308.443)	(11.504.965)
Cobros a entidades relacionadas		5.078.500	7.949.626
Dividendos recibidos		15.914	3.351
Intereses recibidos		194.461	326.589
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(15.098.068)	(10.040.952)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		16.847.123	-
Total importes procedentes de préstamos		16.847.123	-
Préstamos de entidades relacionadas		16.434.500	20.116.000
Pagos de préstamos		(12.581.756)	(4.830.091)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(16.760.424)	(15.609.000)
Dividendos pagados		(799.730)	(3.519.235)
Intereses pagados		(1.238.285)	(896.839)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		1.901.428	(4.739.165)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(461.484)	(1.960.038)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		5.544	17.257
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		5.544	17.257
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(455.940)	(1.942.781)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		4.169.881	6.112.662
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4	3.713.941	4.169.881

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

(En miles de pesos)

1. Información General y Descripción del Negocio

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex- Inversiones Los Lagos III S.A), en adelante la "Sociedad" o "Frontel", se constituyó bajo el nombre Inversiones Los Lagos III Ltda. (Los Lagos III), producto de la división de Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada ("Los Lagos II"), Inversiones Los Lagos III Limitada ("Los Lagos III") e Inversiones Los Lagos IV Limitada ("Los Lagos IV"). A Los Lagos III se le asignaron las acciones que mantenía Inversiones Los Lagos Ltda. en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante, "Antigua Frontel").

El 15 de diciembre de 2009 los Socios modificaron "Los Lagos III" transformándola en sociedad anónima cerrada y con un giro más amplio de modo de poder realizar las mismas actividades que "Antigua Frontel", entre otras, Distribución de energía eléctrica.

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad a lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011 se produjo la fusión por absorción de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., RUT: 96.986.780-k (Antigua Frontel), en Los Lagos III, adquiriendo esta última, como continuadora todos los activos y pasivos de "Antigua Frontel", sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos III S.A., pasó a denominarse, partir de la fecha de materialización de la fusión, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. está inscrita en el Registro de Valores con el número 1073 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

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

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.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes estados financieros se presentan en miles de pesos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad.

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

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

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

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

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad 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 a contar del 1 de enero de 2013 y siguientes:

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

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

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

La Administración estima que estas normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrá un efecto significativo en los estados financieros del Grupo.

2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

Los supuestos y estimaciones usados en la preparación de los estados financieros 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 a base de 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 revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Beneficios del personal - Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad 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 diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados del período.

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:** La Sociedad considera 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 ejercicio. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. La Sociedad también considera 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 evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad 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 comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados de Frontel (Ex Los Lagos III) por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre 2011, respectivamente.
- Los Estados de Resultados Integrales por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.
- Estados de Flujos de Efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

2.5. Bases de preparación

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

2.6. Combinación de negocios

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad, relacionadas con combinación de negocios, se ha utilizado el siguiente principio:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial, de haberla, 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.

2.7. Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.8. Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza la 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 la Sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

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

	31.12.2012 \$	31.12.2011 \$
Dólar estadounidense	479,96	519,20
Unidad de Fomento	22.840,75	22.294,03

2.9. 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.

2.10. Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de distribución o transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad. El monto activado por este concepto ascendió a M\$277.479 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012 y de M\$138.244 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$735.843 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012 y de M\$635.297 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.

- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá 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 revisa 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 efectuó 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, 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 período en que se incurrir.

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

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

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

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, la Sociedad tiene 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.

2.11. Activos intangibles

2.11.1. Plusvalía comprada

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

2.11.2. 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.

2.11.3. 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.

2.11.4. Gastos de investigación y desarrollo

Durante los periodos presentados, la Sociedad no ha registrado gastos por este concepto, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el periodo en que ocurren.

2.12. Deterioro de los activos

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

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

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

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar los valores libros de los respectivos activos.

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

Si el valor recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se 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. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, evaluando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

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

Para el cálculo del valor de recuperación de los bienes de Propiedades, planta y equipo, la plusvalía y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad en la mayoría de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad 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 de la Sociedad 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 tiene 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 tiene políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones. Hasta la fecha la Sociedad no ha detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

2.13. Instrumentos financieros

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

2.13.1. Activos financieros no derivados

De acuerdo a lo definido por la Sociedad, 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. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en derechos por cobrar no corrientes.

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

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

2.13.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación 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.

2.13.3. Pasivos financieros no derivados

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

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

2.13.4. 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.

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. 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 clasifica 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.

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 en forma habitual realiza 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 procede a su valoración y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.13.5. 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 se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente, la Sociedad sólo tiene emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.14. Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación

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

La influencia significativa se ejerce principalmente por la forma en que se administran las empresas eléctricas del Grupo (Saesa, Frontel, STS, Edelayesen, Luz Osorno, SGA y Sagesa), cuyos miembros del Directorio son los mismos en cada una. Si bien Frontel no tiene más del 20% de participación en STS, Luz Osorno y SGA, los miembros de su Directorio participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con estas asociadas. Al 31 de diciembre de 2012 el valor de la participación en estas tres empresas es de M\$102.728 y al 31 de diciembre de 2011 de M\$ 107.614.

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

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

2.15. Inventarios

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

2.16. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.16.1. Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, especialmente de apoyos de cables telefónicos, 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.

2.16.2. 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 libros, 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.

2.16.3. 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.

2.17. Provisiones

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

2.18. Beneficios del personal

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

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

La Sociedad utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo a la

Sociedad. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 4,05% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

La provisión asociada a este beneficio al cierre del período se presenta en el ítem “Provisiones no corrientes por Beneficio a los Empleados”.

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

2.19. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera, 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.

2.20. Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del período, se determina como la suma del impuesto corriente de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

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

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

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

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

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

2.21. Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad considera 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.

2.22. Ganancias por acción

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

2.23. Dividendos

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

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos 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 ejercicio. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.24. Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por 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, 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 200MW, 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 Edelayen (empresa relacionada), 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 Región XI y XII, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas eléctricos del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica de este último.

3.1. Generación eléctrica

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

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

- Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todos los traspasos 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 de subtransmisión. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

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

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 recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recuperar los costos asociados a la operación de dichos activos.

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

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

3.3. Distribución

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

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

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

a) Clientes Regulados

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

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

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

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

b) Clientes Libres

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

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad del concesionario de servicio público (SSAA), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD. Durante el año 2009 se publicaron las nuevas tarifas de los SSAA, las que permanecerán vigentes hasta su próxima revisión, con ocasión del proceso tarifario de VAD del año 2012.

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

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

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

3.4.2. Ley Corta I

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

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

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

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

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

- **Subtransmisión:** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión será calculado 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 emitirá un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.
- **Transmisión Adicional:** Son consideradas instalaciones adicionales las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.

- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio. En tanto aquellos con potencia instalada superior a 2 MW serán calificados como clientes libres.
- c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Son todos aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos (regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc.). El CDEC respectivo deberá operar, administrar y valorizar la prestación de estos servicios complementarios. Actualmente, el reglamento que tarifica estos servicios se encuentra pendiente.
- g) **Sistemas Medianos:** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

3.4.3. Ley Corta II

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

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.
- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.
- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.

- e) **Ajuste a precios de mercado:** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.
- f) **Regulación de demanda de clientes regulados:** Los generadores tienen la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

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

Efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Efectivo en Caja	1.132.055	821.041
Saldo en Bancos	511.301	473.164
Otros instrumentos de renta fija	2.070.585	2.875.676
Totales	3.713.941	4.169.881

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

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

b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	3.713.774	4.102.179
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	167	67.702
Totales		3.713.941	4.169.881

5. Otros Activos Financieros Corriente

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

Otros activos financieros	31-12-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Derivado (*)	-	-	1.131.839	-
Totales	-	-	1.131.839	-

(*) Ver nota 15.2.7

6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, bruto	31-12-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	16.975.780	-	18.002.765	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	7.743.681	2.924.619	7.315.719	2.786.197
Totales	24.719.461	2.924.619	25.318.484	2.786.197

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	1.816.511	-	2.163.127	-
Otras cuentas por cobrar	855.736	-	846.932	-
Totales	2.672.247	-	3.010.059	-

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	31-12-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	15.159.269	-	15.839.638	-
Otras cuentas por cobrar, neto	6.887.945	2.924.619	6.468.787	2.786.197
Totales	22.047.214	2.924.619	22.308.425	2.786.197

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

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Facturados	17.950.185	17.632.592
Energía y peajes	12.239.280	12.471.905
Anticipos para importaciones y proveedores	40.347	858.408
Cuenta por cobrar proyectos en curso	674.622	66.005
Otros	4.995.937	4.236.274
No Facturados o provisionados	5.485.305	6.477.693
Peajes uso de líneas eléctricas	133.567	210.695
Energía en medidores (*)	5.143.137	5.912.430
Provisión ingresos por obras	120.537	275.273
Otros	88.064	79.295
Otros (Cuenta corriente empleados)	1.283.971	1.208.199
Totales, Bruto	24.719.461	25.318.484
Provisión deterioro	(2.672.247)	(3.010.059)
Totales, Neto	22.047.214	22.308.425

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Convenios de pagos y créditos	3.250.798	2.439.434
Anticipos para importaciones y proveedores	127.861	935.754
Cuenta por cobrar proyectos en curso	795.159	341.278
Deudores materiales y servicios	1.745.688	1.798.788
Cuenta corriente empleados	1.283.971	1.208.199
Otros deudores	540.204	592.266
Totales	7.743.681	7.315.719
Provisión deterioro	(855.736)	(846.932)
Totales, Neto	6.887.945	6.468.787

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2012 es de M\$24.971.833, al 31 de diciembre de 2011 es de M\$ 25.094.622.

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 de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2012 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 315 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas de energía %
Residencial	291.664	48%
Comercial	12.495	14%
Industrial	2.442	21%
Otros	8.526	17%
Total	315.127	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad, entregar al cliente con 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 2012 y 31 de diciembre 2011 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31-12-2012	31-12-2011
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	6.764.174	6.168.489
Con vencimiento entre tres y seis meses	195.119	231.914
Con vencimiento entre seis y doce meses	104.052	344.413
Con vencimiento mayor a doce meses	3.901	9.271
Totales	7.067.246	6.754.087

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	8%	33%
181 a 270	37%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

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

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-12						Saldo al 31-12-11					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	191.945	15.409.197	1.986	410.199	193.931	15.819.396	163.805	14.673.014	2.631	597.416	166.436	15.270.430
Entre 1 y 30 días	83.587	4.237.160	774	384.837	84.361	4.621.997	79.653	4.397.984	1.092	130.422	80.745	4.528.406
Entre 31 y 60 días	21.725	1.937.333	340	47.217	22.065	1.984.550	13.250	1.384.887	448	58.700	13.698	1.443.587
Entre 61 y 90 días	1.866	178.708	27	2.111	1.893	180.819	2.083	218.715	84	6.885	2.167	225.600
Entre 91 y 120 días	1.054	70.792	34	4.404	1.088	75.196	881	104.196	56	2.462	937	106.658
Entre 121 y 150 días	837	80.729	41	7.776	878	88.505	727	106.025	44	2.412	771	108.437
Entre 151 y 180 días	659	86.096	24	2.278	683	88.374	898	89.247	37	1.759	935	91.006
Entre 181 y 210 días	552	37.040	18	1.571	570	38.611	579	49.977	34	2.262	613	52.239
Entre 211 y 250 días	775	102.799	30	3.281	805	106.080	672	173.130	35	2.105	707	175.235
Más de 250 días	12.465	2.292.829	496	66.923	12.961	2.359.752	10.726	2.781.164	428	33.068	11.154	2.814.232
Totales	315.465	24.432.683	3.770	930.597	319.235	25.363.280	273.273	23.978.339	4.889	837.491	278.162	24.815.830

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

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2012		31-12-2011	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	53	29.530	59	22.168
Documentos por cobrar en cobranza judicial	120	1.149.470	114	1.508.127
Totales	173	1.179.000	173	1.530.295

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero 2011	3.050.236
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	236.453
Montos castigados	(276.630)
Saldo al 31 de diciembre 2011	3.010.059
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(78.674)
Montos castigados	(259.138)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	2.672.247

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

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

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Provisión cartera no repactada	(55.659)	220.641
Provisión cartera repactada	61.985	15.812
Castigos del período	(259.138)	(276.630)
Recuperos del período	(85.000)	-
Totales	(337.812)	(40.177)

7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1. Accionistas

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

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	305.287.486	7.405.389.148.824	7.405.694.436.310	99,3125%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3641%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0744%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0474%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0394%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%
Brunner Noerr, Alejandro José	22.564	676.909.100	676.931.664	0,0091%
Guevara Pérez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%
Pérez Vicens, Claudio Ricardo	22.498	674.912.141	674.934.639	0,0091%
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,0077%
Otros minoritarios	204.877.584	3.267.602.289	3.472.479.873	0,0466%
Totales	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

7.2. Saldo y transacciones con empresas 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.

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

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 préstamos entre compañías, se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la relacionada Saesa, la Sociedad y la matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros se han cumplido cabalmente (ver nota 14).

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2012		31-12-2011	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.383	-	-	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	16.134	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Venta de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	82.562	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	2.002	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osomo S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	2.498	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osomo S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	427	-	216	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.027	-	26.477	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Venta de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.812	-	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	909	-	825	-
Totales						6.558	-	130.714	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2012		31-12-2011	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Mantenimiento Sistema	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.551	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	8.420	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.634	-	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osomo S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.967	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.446	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.181.076	-	4.511.446	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	11	-	6	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Servicio Costo Personal	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	237.882	-	302.719	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	187.457	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	68.039	-	23.522	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	27.011	-	94.377	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	155	-	-	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Arriendo grupos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	156.118	-	215.674	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.837	-	79.485	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	2.374	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.016	-	589	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.356.317	-	785.865	-
76.024.762-6	Condor Holding SpA.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	38	-	22	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Remuneraciones Director Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	1.660	-
Totales						6.052.518	-	6.205.196	-

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

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(618.338)	(483.459)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	30	126.189
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	-	(344)
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osomo S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	5.218	3.581
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Mantenimiento Sistema	(46.792)	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Mantenimiento Sistema	-	(46.551)
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Peajes	-	(19.771)
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	68.712	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Compra/Venta energía	(96.377)	(173.039)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Peajes	(9.420)	10.755
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(1.007.346)	(853.517)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	9.277	28.862
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Peajes	-	4.507
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(61.563)	(43.227)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(257.474)	(27.594)

7.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El año 2012 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose con fecha 26 de abril en Junta Ordinaria de Accionistas a los señores: Iván Díaz- Molina, Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada el día 12 de septiembre de 2012, el Directorio de la Sociedad, tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad de el señor Robert Mah. El Directorio acordó designar en su reemplazo, como Director de la Sociedad, al señor Waldo Fortín Cabezas, quien ocupará este cargo hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

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

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones al Directorio

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores, para el año 2012 y 2011, son los siguientes:

Director	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	-	-
Iván Díaz- Molina	-	1.660
Totales	-	1.660

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

b) Remuneración del Directorio

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

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

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

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

Director	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$(*)
Pedro Pablo Errázuriz	-	892
Jorge Lesser García-Huidobro	22.499	21.960
Iván Díaz- Molina	22.499	21.960
Totales	44.998	44.812

(*) Las remuneraciones pagadas a los directores incluye a "Antigua Frontel" y Frontel (Ex-Inversiones Los Lagos III S.A.).

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta actualmente con un ejecutivo como empleado directo. La remuneración de este ejecutivo con cargo a resultados asciende a M\$55.631 al 31 de diciembre de 2012 y M\$51.755 al 31 de diciembre de 2011.

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

8. Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2012:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	3.195.436	3.134.264	61.172
Existencias retail	685.985	677.830	8.155
Totales	3.881.421	3.812.094	69.327

Al 31 de diciembre de 2011:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	3.179.191	3.094.894	84.297
Materiales en tránsito	218.487	156.681	61.806
Existencias retail	479.303	466.335	12.968
Totales	3.876.981	3.717.910	159.071

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un abono de M\$89.744 para el año 2012 y un abono de M\$26.030 para el año 2011

Movimiento Provisión	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Provisión Ejercicio	73.856	70.725
Aplicaciones a provisión	(163.600)	(96.755)
Totales	(89.744)	(26.030)

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 gasto es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el ejercicio según gasto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	3.450.166	2.376.894
Otros gastos por naturaleza (*)	781.718	552.762
Totales	4.231.884	2.929.656

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2012 ascienden a M\$5.150.447 (M\$2.837.058 en 2011) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2012 ascienden a M\$774.817 (M\$316.462 en 2011).

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Impuesto renta por recuperar	1.223.041	1.527.101
Totales	1.223.041	1.527.101

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

	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Iva Débito fiscal	704.988	775.193
Otros	16.956	12.449
Totales	721.944	787.642

10. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

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

Activos intangibles neto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos intangibles identificables, neto	4.807.745	4.837.395
Servidumbres	4.738.235	4.738.235
Software	69.510	99.160

Activos intangibles bruto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	4.866.747	4.866.747
Servidumbres	4.738.235	4.738.235
Software	128.512	128.512

Amortización activos intangibles	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos intangibles identificables, amortización	(59.002)	(29.352)
Servidumbres	-	-
Software	(59.002)	(29.352)

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2012 y al 31 diciembre 2011 son los siguientes:

Movimiento año 2012		Software Neto	Servidumbres Neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2012		99.160	4.738.235	4.837.395
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(29.650)	-	(29.650)
	Total movimientos	(29.650)	-	(29.650)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012		69.510	4.738.235	4.807.745

Movimiento año 2011		Software Neto	Servidumbres Neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		3.857	4.738.235	4.742.092
Movimientos	Adiciones	119.862	-	119.862
	Retiros	(79)	-	(79)
	Gastos por amortización	(24.480)	-	(24.480)
	Total movimientos	95.303	-	95.303
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		99.160	4.738.235	4.837.395

Los derechos de servidumbre se presentan a costo adquirido, y 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" del Estado de Resultado integral.

11. Plusvalía Comprada

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre 2011 es el siguiente:

Rut	Empresa	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
Totales		57.029.460	57.029.460

La plusvalía comprada relacionada con Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por la sociedad Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Antigua Frontel, RUT 96.986.780-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 la Sociedad.

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

12. Propiedades, Planta y Equipos

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

Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Neto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	133.064.409	124.526.773
Construcción en Curso	20.414.787	10.934.895
Terrenos	1.530.662	1.530.662
Edificios	1.422.602	1.506.490
Planta y Equipo	107.459.316	108.240.811
Equipamiento de Tecnologías de la Información	206.581	282.280
Instalaciones Fijas y Accesorios	85.080	111.873
Vehículos de Motor	721.154	750.415
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.224.227	1.169.347

Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Bruto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	164.959.099	152.333.265
Construcción en Curso	20.414.787	10.934.895
Terrenos	1.530.662	1.530.662
Edificios	2.190.151	2.238.616
Planta y Equipo	136.835.819	133.592.976
Equipamiento de Tecnologías de la Información	406.560	413.647
Instalaciones Fijas y Accesorios	285.101	286.069
Vehículos de Motor	1.274.953	1.218.164
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.021.066	2.118.236

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(31.894.690)	(27.806.492)
Edificios	(767.549)	(732.126)
Planta y Equipo	(29.376.503)	(25.352.165)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(199.979)	(131.367)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(200.021)	(174.196)
Vehículos de Motor	(553.799)	(467.749)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(796.839)	(948.889)

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

Movimiento año 2012	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	10.934.895	1.530.662	1.506.490	282.280	111.873	750.415	1.169.347	108.240.811
Adiciones	9.479.892	-	-	5.373	-	180.351	231.861	3.420.034
Retiros	-	-	(48.465)	(6.494)	(836)	(57.302)	-	(118.767)
Gastos por depreciación	-	-	(35.423)	(74.578)	(25.957)	(152.310)	(176.981)	(4.041.392)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	(41.370)
Total movimientos	9.479.892	-	(83.888)	(75.699)	(26.793)	(29.261)	54.880	(781.495)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	20.414.787	1.530.662	1.422.602	206.581	85.080	721.154	1.224.227	107.459.316

Movimiento año 2011	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	11.936.929	1.530.662	1.447.992	344.308	99.483	828.432	1.197.532	102.273.601
Adiciones	6.401.755	-	93.505	19.803	38.613	136.811	186.340	10.112.941
Retiros	(7.403.789)	-	-	(4.818)	(35)	(55.357)	(1.562)	(364.748)
Gastos por depreciación	-	-	(35.007)	(77.013)	(26.188)	(159.471)	(212.963)	(3.780.983)
Total movimientos	(1.002.034)	-	58.498	(62.028)	12.390	(78.017)	(28.185)	5.967.210
Saldo final al 31 de diciembre 2011	10.934.895	1.530.662	1.506.490	282.280	111.873	750.415	1.169.347	108.240.811

La Sociedad ha 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".
- La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Los activos en construcción, según se explica en nota 2.10, incluyen activación de costos financieros por M\$277.479 por el año terminado al 31 de diciembre 2012 y de M\$138.244 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$735.843 al año terminado al 31 de diciembre de 2012 y de M\$635.297 al año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1. Impuesto a la renta

- a) El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados correspondiente a los ejercicios 31 de diciembre 2012 y el 31 diciembre 2011, es el siguiente:

(Ingreso) Gasto por Impuesto a las Ganancias	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Gasto por impuesto a las ganancias	441.448	(224.823)
Otro gasto por impuesto corriente	1.326	1.260
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	442.774	(223.563)
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	636.746	193.829
Otro gasto por impuesto diferido	-	(1.221)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	636.746	192.608
(Ingreso) Gasto por impuesto a las ganancias	1.079.520	(30.955)

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

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Ganancia Antes de Impuestos	5.631.874	2.609.966
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)	(1.126.375)	(521.993)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	34.289	13.852
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(138.176)	(82.865)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	6.466	123.207
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	-	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	14.773	89.242
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(889)	(904)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	403.121	229.860
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(272.729)	(66.128)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	-	-
Ajuste Empresas Fusionadas	-	164.532
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	-	82.152
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	46.855	552.948
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(1.079.520)	30.955
Tasa Impositiva Efectiva	19,17%	-1,19%

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

Como consecuencia de la Reforma Tributaria y del aumento de tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20% definitivamente, que rige a contar del año comercial 2012, la Sociedad reconoció en este mismo periodo los efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos. El efecto neto en resultado de este reconocimiento ha significado para la sociedad un mayor gasto por impuesto a las ganancias de M\$217.407 al 31 de diciembre de 2012.

13.2. Impuesto diferido

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	2.156.175	1.268.843
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	42.365	33.735	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	534.449	525.255	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	82.826	69.671	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	13.865	27.758	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	92.826	66.853	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	117.120	112.484	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	139.120	87.395	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	1.490	48.186	106	119
Impuestos diferidos relativos a Derivados	6.466	-	-	209.390
Total Impuestos Diferidos	1.030.527	971.337	2.156.281	1.478.352

- b) El movimiento de los rubros de Impuestos Diferidos de los estados de situación financiera en los periodos al 31 diciembre 2012 y 31 de diciembre 2011, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	971.337	1.478.352
Incremento (decremento)	59.190	677.929
Saldo al 31 de diciembre de 2012	1.030.527	2.156.281

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	1.112.588	8.683.602
Impuesto diferido efecto por fusión (*)	-	(7.261.232)
Incremento (decremento)	(141.251)	55.982
Saldo al 31 de diciembre de 2011	971.337	1.478.352

(*) El 31 de mayo de 2011, la Sociedad absorbió por fusión a su filial (Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo con las normas tributarias vigentes, el mayor valor registrado en la Sociedad respecto del patrimonio tributario de la filial, se distribuyó entre los activos no monetarios de ésta última, dando origen a un aumento en las bases de activos tributarios, que generan diferencias temporarias. Estas diferencias originaron un activo por impuesto diferido de M\$7.261.232, que para efectos de presentación se mostraron netas en el pasivo por impuestos diferidos relativos a Activo Fijo.

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

14. Otros Pasivos Financieros

a) El detalle corriente y no corriente de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre 2011, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31-12-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	16.999.237	-	12.302.218	-
Derivado (*)	200.435	-	-	-
Bonos	1.494.426	16.314.821	1.472.337	17.198.252
Totales	18.694.098	16.314.821	13.774.555	17.198.252

(*) Ver nota 15.2.7

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

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente al 31-12-2012 M\$	Vencimiento			Total no corriente al 31-12-2012 M\$
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	
Chile	USD	Cuatrimestral	0,96%	SIN	-	-	6.052.288	-	6.052.288	-	-	-	-
Chile	USD	Cuatrimestral	0,94%	SIN	-	-	5.955.811	-	5.955.811	-	-	-	-
Chile	Pesos	Cuatrimestral	6,5%	SIN	-	-	4.991.138	-	4.991.138	-	-	-	-
Totales					-	-	16.999.237	-	16.999.237	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente al 31-12-2011 M\$	Vencimiento			Total no corriente al 31-12-2011 M\$
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	
Chile	USD	Anual	2,02%	SIN	-	-	-	12.302.218	12.302.218	-	-	-	-
Totales					-	-	-	12.302.218	12.302.218	-	-	-	-

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

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2012							
						Corriente			No Corriente				
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente	
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,96%	CUATRIMESTRAL	6.052.288	-	6.052.288	-	-	-	-	
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,94%	CUATRIMESTRAL	5.955.811	-	5.955.811	-	-	-	-	
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	SCOTIABANK	97.018.000-1	PESOS	6,5%	CUATRIMESTRAL	4.991.138	-	4.991.138	-	-	-	-	
Totales						16.999.237	-	16.999.237	-	-	-	-	

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2011						
						Corriente			No Corriente			
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A. BANCO ESTADO						-	12.302.218	12.302.218	-	-	-	-
Totales						-	12.302.218	12.302.218	-	-	-	-

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

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente			
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2012 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	al 31-12-2012
Chile	UF	Semestral	3,0%	SIN	-	-	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821
Totales					-	-	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente			
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2011 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	al 31-12-2011 M\$
Chile	UF	Semestral	3,0%	SIN	-	-	-	1.472.337	1.472.337	3.821.834	2.547.889	10.828.529	17.198.252
Totales					-	-	-	1.472.337	1.472.337	3.821.834	2.547.889	10.828.529	17.198.252

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

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2012						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,0%	SIN	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821
Totales					-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2011						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,0%	SIN	-	1.472.337	1.472.337	3.821.834	2.547.889	10.828.529	17.198.252
Totales					-	1.472.337	1.472.337	3.821.834	2.547.889	10.828.529	17.198.252

f) Colocación de Bonos y covenants

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

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

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

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 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Con fecha 17 de diciembre de 2009, la Sociedad en conjunto con la relacionada Saesa 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 máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En la actualidad la Sociedad cumple con la presente restricción.

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

15. Política de Gestión de Riesgos

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesta Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. son los siguientes:

15.1. 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. 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.

15.1.1. 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, modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

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

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

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

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como “Ley de Concesiones” el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas y la “Ley de Carretera Eléctrica”, que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros.

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

b) Fijación de tarifas de distribución

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

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Actualmente se encuentra en la Contraloría General de la República el Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016 y se espera sea publicado dentro del primer trimestre de 2013. La Sociedad no espera cambios que impliquen una disminución de sus tarifas.

Adicionalmente las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final.

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

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

c) Contratos de suministro

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

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

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de la Sociedad, SEC emitió la Resolución Exenta N° 2228, de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro para clientes regulados no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

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

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

d) Abastecimiento de energía

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

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

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que otro año seco como el 2010 podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos años (2012 – 2014).

15.2. Riesgo financiero

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

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

15.2.1 Tipo de cambio

La Sociedad, que opera en moneda funcional peso, realiza 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.

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad tiene la siguiente deuda en USD a tasa fija Libo:

<i>Fecha suscripción</i>	<i>Monto USD MUSD</i>	<i>Monto CLP M\$</i>
29-10-2012	12.589	6.042.091
15-11-2012	12.394	5.948.688

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap (ver nota 15.2.7) para proteger su exposición de moneda (USD a UF).

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 es menor.

15.2.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de un 80% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad genera 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 51% 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.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el año de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$ 90.599.

15.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

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

	31/12/2012	31/12/2011
Tasa Interés Protegida	0%	38%
Tasa Interés Fija	100%	62%

15.2.4 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.

Actualmente, el 49% de la deuda financiera se encuentra estructurada a corto plazo, mediante créditos bancarios.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con en la Matriz (Eléctricas) y la relacionada (Saesa). 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 del Grupo.

Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 junto a la relacionada Saesa, 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.

15.2.5 Riesgo de Crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Respecto de las otras ventas tales como venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad 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	8%	33%
181 a 270	37%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

En algunos casos especiales (clientes importante 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.

15.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Al 31 de diciembre de 2012	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	-	24.971.833	-	-	24.971.833
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	-	6.558	-	-	6.558
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	-	1.643.356	2.070.585	-	3.713.941
Totales	-	26.621.747	2.070.585	-	28.692.332

Al 31 de diciembre de 2011	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros Activos Financieros, Corriente	-	-	-	1.131.839	1.131.839
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	-	25.094.622	-	-	25.094.622
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	-	130.714	-	-	130.714
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	-	1.294.205	2.875.676	-	4.169.881
Totales	-	26.519.541	2.875.676	1.131.839	30.527.056

b) Pasivos Financieros

Al 31 de diciembre de 2012	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Total
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros Pasivos Financieros (préstamos que devengan intereses)	-	34.808.484	-	-	34.808.484
Otros Pasivos Financieros, Corrientes (derivado)	-	-	200.435	-	200.435
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	10.992.672	-	-	10.992.672
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	-	6.052.518	-	-	6.052.518
Totales	-	51.853.674	200.435	-	52.054.109

Al 31 de diciembre de 2011	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Total
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros Pasivos Financieros (préstamos que devengan intereses)	-	30.972.807	-	-	30.972.807
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	12.774.259	-	-	12.774.259
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	-	6.205.196	-	-	6.205.196
Totales	-	49.952.262	-	-	49.952.262

15.2.7 Instrumentos derivados

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

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

La Sociedad ha tomado créditos en USD mencionados en la nota 15.2.1, con una cobertura de Cross Currency Swap a pesos a tasa fija.

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

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

Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	USD		CLP	
			Compañía recibe		Compañía paga	
			Nacional MUSD	Tasa interés	Nacional M\$	Tasa interés
Cross Currency Swap	29-10-2012	26-06-2013	12.589	USD + 0,9644%	6.058.960	CLP + 6,43%
Cross Currency Swap	15-11-2012	03-06-2013	12.394	USD + 0,937%	6.000.000	CLP + 6,40%

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

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	31.12.2012	31.12.2011	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	200.435	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	-	1.131.839	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja

(*) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros Corrientes

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

15.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31.12.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.132.055	1.132.055
Saldo en Bancos	511.301	511.301
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	22.047.214	22.047.214

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

Pasivos Financieros - al 31.12.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	16.999.237	16.806.557
Bonos	17.809.247	16.964.727
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10.992.672	10.992.672

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

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

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

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

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

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

16. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Proveedores por compra de energía	6.097.242	8.492.974
Cuentas por pagar bienes y servicios	3.211.128	3.500.233
Dividendos por pagar	16.091	13.290
Cuentas por pagar instituciones fiscales	100.145	100.813
Otras cuentas por pagar	1.568.066	666.949
Totales acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	10.992.672	12.774.259

17. Provisiones

17.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente		No corriente	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	414.131	376.598	-	-
Provisión por beneficios anuales	1.177.357	948.935	-	-
Totales	1.591.488	1.325.533	-	-

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre 2011, es el siguiente:

Provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	1.325.533
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.303.613
Provisión utilizada	(1.037.658)
Total movimientos en provisiones	265.955
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	1.591.488

Provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	1.483.914
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	863.847
Provisión utilizada	(1.022.228)
Total movimientos en provisiones	(158.381)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	1.325.533

17.2 Otras provisiones

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

Otras Provisiones a corto plazo	Corriente		No corriente	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Otras provisiones (Multas)	420.259	238.654	-	-
Totales	420.259	238.654	-	-

- b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre 2012 y 31 diciembre de 2011, es el siguiente:

Provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	238.654
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	183.602
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	913
Provisión utilizada	-
Reversos de provisión no utilizada.	(2.910)
Total movimientos en provisiones	181.605
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	420.259

Provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	217.697
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	76.639
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(4.802)
Provisión utilizada	(40.136)
Reversos de provisión no utilizada.	(10.744)
Total movimientos en provisiones	20.957
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	238.654

17.3 Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

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

Provisiones no corrientes, Indemnización por años de servicio	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Indemnización por años de servicio	1.928.865	1.800.513
Totales	1.928.865	1.800.513

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período al 31 de diciembre 2012 y al 31 de diciembre 2011, es el siguiente:

Provisiones no corriente, Indemnización por años de servicio	M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	1.800.513
Provisión del período	291.538
Pagos en el período	(163.186)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	1.928.865

Provisiones no corriente, Indemnización por años de servicio	M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	1.812.320
Provisión del período	285.622
Pagos en el período	(297.429)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	1.800.513

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

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

17.4 Juicios y multas

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

17.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	15.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Demanda rechazada en primera instancia. Proceso pendiente en 2° instancia	477.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.841
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.903.336
FRONTEL	Juzgado de Letras de Traiguén	100-2011	Demanda de término de servidumbre (Tramolao con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	2366-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Conejeros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.013
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	4890-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Leal con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	18.000
FRONTEL	Juzgado de Letras de Nacimiento	94-2012	Demanda de término de servidumbre (Godoy con FRONTEL)	Pendiente en 1° instancia	22.841

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ella. 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 cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

17.4.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
FRONTEL	Res. Ex. 1160 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	195.884
FRONTEL	Res. Ex. 1162 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.167
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	7.237
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.649
FRONTEL	Res. Multa 8011/11/87 de fecha 18.08.2011	DIR. TRABAJO	jornada, condiciones sanitarias.	Rebajada a 52,5 UTM.	2.111

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros 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 favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

18. Otros Pasivos no Financieros, Corrientes

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

Otros pasivos No Financieros, Corrientes	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	7.977.954	7.907.919
Otras obras de terceros	1.362.726	1.249.269
Totales	9.340.680	9.157.188

Las subvenciones gubernamentales 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 2.16.2.

19. Patrimonio

19.1. Patrimonio neto de la Sociedad

19.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2012 el capital asciende social de Frontel asciende a M\$133.737.399 y al 31 de diciembre de 2011 el capital social de Frontel asciende a M\$133.753.099. El capital está representado por 511.881.204 acciones serie A y 7.456.447.468.839 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

La disminución de capital por M\$15.700, respecto de diciembre 2011, corresponde a las acciones que pertenecían a los accionistas que se acogieron a retiro en abril de 2011 como consecuencia de la fusión de la Sociedad con su filial, aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas el 20 de marzo de 2011.

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

19.1.2 Dividendos

Con fecha 26 de abril de 2012 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$ 0,00010726 por acción, el que se pagó en dinero en efectivo e imputó a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011.

Lo anterior significó un pago total de M\$800.000 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 25 de mayo de 2012, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

Con fecha 30 de marzo de 2011 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo definitivo de \$ 0,01711 por acción, el que se pagó en dinero en efectivo e imputó a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010. Adicionalmente, la Junta acordó el pago de un dividendo adicional de \$0,00213 por acción, el que se pagó en dinero en efectivo con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto.

Lo anterior significó un pago total de M\$ 3.465.125 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 02 de mayo de 2011, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

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

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

19.1.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle de la Sociedad que presenta diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre 2011, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(1.297)	(469)

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

19.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2012:

	Cambio en otras reservas					Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$
	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Traspasos enero a septiembre de 2012 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2012 M\$	Reservas de cobertura M\$	Otros M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(469)	-	(828)	-	-	(1.297)
Reservas de cobertura netas de impuestos diferidos	52.067	-	-	(76.735)	-	(24.668)
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	16	4.577.322
Efecto por fusión 31.05.2011	8.011.148	-	-	-	-	8.011.148
Totales	12.640.052	-	(828)	(76.735)	16	12.562.505

Otras reservas varias por M\$4.577.306, está compuesta por M\$419.738, que corresponde a revalorización del capital pagado por el período 05 de agosto de 2009 a diciembre 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros y M\$ 4.157.568 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A Los Lagos III se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente los montos a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El efecto por fusión de M\$ 8.011.148 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (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\$ 7.502.284. El saldo restante está formado por un monto de M\$ 508.864, que corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Frontel en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

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

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

Saldos al 31 de diciembre de 2011:

	Cambio en otras reservas				Saldo al 31 de diciembre de 2011 M\$
	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Traspasos enero a diciembre de 2011 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2011 M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.571)	-	1.102	-	(469)
Reservas de cobertura	33.436	-	-	18.631	52.067
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	4.577.306
Efecto por fusión 31.05.2011	-	8.011.148	-	-	8.011.148
Totales	4.609.171	8.011.148	1.102	18.631	12.640.052

19.1.5 Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2012:

	Utilidad líquida distribuible acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/12	11.976.442	231.773	12.208.215
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	4.552.354	-	4.552.354
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(7.724)	-	(7.724)
Provisión dividendo mínimo del año	(1.365.706)	-	(1.365.706)
Saldo final al 31/12/12	15.155.366	231.773	15.387.139

La utilidad distribuible del período enero-diciembre 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\$4.552.354.

Saldos al 31 de diciembre de 2011:

	Utilidad líquida distribuible acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/11	12.669.826	231.773	12.901.599
Transferencia y otros cambios	(1.207)	-	(1.207)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	2.640.921	-	2.640.921
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(2.540.822)	-	(2.540.822)
Provisión dividendo mínimo del año	(792.276)	-	(792.276)
Saldo final al 31/12/11	11.976.442	231.773	12.208.215

La utilidad distribuible del período enero-diciembre 2011, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2011, esto es M\$2.640.921.

19.2 Gestión de capital

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

19.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la nota 14 f).

20. Ingresos

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

Ingresos Ordinarios	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Venta de Energía	82.344.218	86.487.011
Ventas de energía	82.344.218	86.487.011
Otras Prestaciones y Servicios	2.629.419	2.321.899
Apoyos	289.743	256.464
Arriendo de medidores	342.783	325.330
Cortes y reposición	754.563	720.080
Pagos fuera de plazo	988.388	777.336
Otros	253.942	242.689
Totales Ingresos Ordinarios	84.973.637	88.808.910

Otros Ingresos, por naturaleza	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	3.976.278	1.575.430
Venta de materiales y equipos	1.746.046	1.527.145
Arrendamientos	335.974	305.215
Intereses créditos y préstamos	133.466	167.565
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.722.383	1.351.422
Otros ingresos	642.035	548.501
Totales Otros ingresos, por naturaleza	8.556.182	5.475.278

21. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

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

Materias primas y consumibles utilizados	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	55.731.495	64.018.036
Compra de materiales	3.450.166	2.385.192
Totales	59.181.661	66.403.228

22. Gastos por Beneficios a los Empleados

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

Gastos por Beneficios a los Empleados	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	7.855.922	6.661.344
Provisión costo de vacaciones	32.261	20.481
Otros costos de personal	774.535	647.744
Indemnización por años de servicios	539.744	654.956
Activación costo de personal	(735.842)	(635.297)
Totales	8.466.620	7.349.228

23. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

Depreciación y Amortización	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Depreciaciones	4.506.641	4.291.625
Amortizaciones de intangibles	29.650	24.480
Deterioro activo fijo	41.370	-
Totales	4.577.661	4.316.105

24. Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	5.352.102	5.132.434
Mantención medidores, ciclo comercial	3.127.556	3.431.649
Operación vehículos, viajes y viáticos	434.123	316.452
Provisiones y castigos	23.256	331.587
Gastos de administración	1.881.873	1.343.807
Otros gastos por naturaleza	3.217.536	1.440.839
Total Otros Gastos por Naturaleza	14.036.446	11.996.768

25. Resultado Financiero

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

Ingresos Financieros	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	113.757	143.978
Otros ingresos financieros	80.704	133.230
Total Ingresos Financieros	194.461	277.208

Costos Financieros	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(659.466)	(243.615)
Gastos por bonos	(534.509)	(554.173)
Otros gastos financieros	(421.799)	(162.087)
Activación gastos financieros	277.479	138.244
Total Costos Financieros	(1.338.295)	(821.631)

Resultado por unidades de reajuste	(523.340)	(1.116.311)
Diferencias de cambio	(6.467)	(343)
Positivas	-	-
Negativas	(6.467)	(343)
Total Costo Financiero	(1.868.102)	(1.938.285)

Total Resultado Financiero	(1.673.641)	(1.661.077)
-----------------------------------	--------------------	--------------------

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

26. 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 es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados a nivel de la Matriz (Inversiones Eléctricas del Sur S.A.).

En virtud de lo anterior, la Sociedad no presenta separación por segmentos de negocio.

27. Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 01 de enero de 2013 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

28. Medio Ambiente

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

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Evaluación plan de manejo	Inversión	2.550	467
Asesorías medioambientales	Costo	400	-
Gestión de residuos	Costo	346	-
Otros gastos medioambientales	Costo	913	222
Proyectos de inversión	Inversión	93.144	53.660
Totales		97.353	54.349

No existen compromisos futuros que impliquen costos medioambientales significativos para la Sociedad.

29. Garantías Comprometidas con Terceros

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

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

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía				Fecha de Liberación de Garantía				
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor contable	Valor Garantía (M\$)	Segundo Semestre 2012	2013	2014	2015	2016
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	6.269.622	2.373.623	1.296.983	2.086.594	512.422	-
Gobierno Regional del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	5.029.579	2.837.672	463.442	1.728.465	-	-
Director Regional de Vialidad, Región del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	59.951	46.103	13.848	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	47.052	41.639	5.413	-	-	-
I. Municipalidad de Lota	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	169.584	-	169.584	-	-	-
I. Municipalidad de Quilaco	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	53.339	53.339	-	-	-	-
I. Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	42.798	-	-	42.798	-	-
Totales					-	11.671.925	5.352.376	1.949.270	3.857.857	512.422	-

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

30. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2012, 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, respectivamente por un total de M\$93.483.

31. Sociedades Asociadas

A continuación se presenta un detalle de las sociedades asociadas en Frontel contabilizadas por el método de participación:

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2012 %	Saldo al 01.01.2012 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31.12.2012 M\$	Utilidad no realizada 31.12.2012 M\$	Total 31.12.2012 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	80.403	7.944	(7.981)	(10)	80.356	-	80.356
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	14.383	1.423	(524)	-	15.282	-	15.282
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	12.828	2.929	(8.084)	(583)	7.090	-	7.090
Totales			107.614	12.296	(16.589)	(593)	102.728	-	102.728

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2011 %	Saldo al 01.01.2011 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31.12.2011 M\$	Utilidad no realizada 31.12.2011 M\$	Total 31.12.2011 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	10.000	0,10000%	77.154	6.674	(3.425)	-	80.403	-	80.403
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	14.178	721	(516)	-	14.383	-	14.383
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	8.163	2.750	799	1.116	12.828	-	12.828
Totales			99.495	10.145	(3.142)	1.116	107.614	-	107.614

32. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos bancarios

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
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	-	-	-	-
Totales			-	17.170.673	17.170.673	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	USD	2,02%	-	12.385.412	12.385.412	-	-	-	-
Totales			-	12.385.412	12.385.412	-	-	-	-

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
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	Mas de cinco años M\$	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	-	6.080.938	6.080.938	-	-	-	-
76.073.164-1	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 SCOTIABANK	PESOS	6,50%	6,50%	-	5.110.080	5.110.080	-	-	-	-
Totales						-	17.170.673	17.170.673	-	-	-	-

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

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
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce meses M\$		Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	Más de cinco años M\$	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	-	12.385.412	12.385.412	-	-	-	-
Totales						-	12.385.412	12.385.412	-	-	-	-

b) Bonos

Resumen de bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	3,00%	914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832
Totales			914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	3,00%	912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983
Totales			912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31-12-2012						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
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	19.485.832
Totales								914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31-12-2011						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie AN°416	Chile	UF	3,00%	3,00%	912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983
Totales								912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983

33. Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	167	67.702
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Peso chileno	560.026	461.285
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	Dólar	Peso chileno	909	825
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			561.102	529.812
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas por Cobrar No Corrientes	U.F.	Peso chileno	1.162.067	978.867
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			1.162.067	978.867
TOTAL ACTIVOS			1.723.169	1.508.679
PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corrientes (partida con cobertura USD a CLP, ver nota 15.2.7)	Dólar	Peso chileno	12.008.099	12.302.218
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	U.F.	Peso chileno	1.494.426	1.472.337
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			13.502.525	13.774.555
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	U.F.	Peso chileno	16.314.821	17.198.252
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			16.314.821	17.198.252
TOTAL PASIVOS			29.817.346	30.972.807

Análisis Razonado
Estados Financieros– Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
Al 31 de diciembre de 2012

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

	Dic-12 MM\$	Dic-11 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos Corrientes	30.955	33.095	(2.140)	(6%)
Activos No Corrientes	198.959	190.259	8.700	5%
Total Activos	229.914	223.354	6.560	3%
Pasivos Corrientes	47.814	44.263	3.551	8%
Pasivos No Corrientes	20.413	20.490	(77)	0%
Patrimonio	161.687	158.601	3.086	2%
Total Pasivos y Patrimonio	229.914	223.354	6.560	3%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$ 6.560 respecto de diciembre de 2011, explicado por una disminución de los Activos Corrientes de MM\$ 2.140 y un aumento en los Activos No Corrientes de MM\$ 8.700.

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

- a) Menor efectivo y Equivalente al Efectivo (MM\$ 456).
- b) Menor saldo en Otros Activos Financieros de MM\$1.132, relacionado con resultado de valorización de derivado tomado por la Sociedad para proteger la exposición de moneda y tasa de interés de deuda en dólares y tasa variable, el que en diciembre 2012 se refleja en Otros pasivos financieros corrientes.
- c) Menor saldo de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar (MM\$ 261), principalmente por disminución del Precio Nudo Promedio (PNP) lo que redujo la tarifa final al cliente.

- d) Menor Activo por Impuestos Corrientes (MM\$ 304), originado principalmente por devolución de impuesto renta proveniente del año anterior.

Por otro lado, la variación positiva de los Activos No Corrientes es originada principalmente, por el incremento del ítem Propiedades, Planta y Equipo (MM\$ 8.538), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado con mayor depreciación de activos en servicio.

2) Pasivos

Los pasivos presentan un aumento de MM\$ 3.474 respecto de diciembre de 2011, explicado por un aumento en los Pasivos Corrientes (MM\$ 3.551) y una disminución en los Pasivos No Corrientes (MM\$ 77).

La variación positiva de los Pasivos Corrientes se explica, por:

- a) Aumento en Otros Pasivos Financieros de MM\$ 4.920 producto de nuevos préstamos otorgados por entidades financieras a corto plazo.
- b) Disminución en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM\$1.782 originado principalmente por una disminución del precio nudo que incide en un menor pago a los proveedores que abastecen de energía.
- c) Disminución en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM\$ 153), por pago de préstamo en cuenta corriente relacionada, compensado parcialmente con una mayor provisión de dividendos mínimos (30%).
- d) Aumento en Provisiones Corrientes por Beneficio a los Empleados (MM\$ 266), principalmente por una mayor provisión de bonos generales por obtención de resultados y un incremento en el número de personal respecto al año anterior.
- e) Aumento de Otros Pasivos No Financieros (MM\$ 183), producto de aportes recibidos para la construcción de obras con financiamiento de terceros y FNDR.

La disminución de los Pasivos No Corrientes, se explica por:

- a) Menores saldos de Otros Pasivos Financieros (MM\$ 883), por traspaso de cuota de obligaciones con el público (en los meses de febrero y agosto), al pasivo corriente compensado parcialmente con la actualización de estos.
- b) Mayores Pasivos por Impuestos Diferidos (MM\$ 678), producto de un incremento en la tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20%, según la Ley N°20.630 ("Reforma Tributaria") aprobada el 27 de septiembre de 2012. Este cambio implicó un aumento del impuesto diferido por las diferencias de base financiera y tributaria del activo fijo.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$ 3.086, respecto de diciembre de 2011, explicado por el resultado del periodo, compensado parcialmente con el pago de dividendos del año anterior y la provisión de dividendos mínimos el periodo.

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-12	Dic-11	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,6	0,7	(13,4%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,6	0,7	(14,5%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,4	0,4	3,4%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	8,9	10,4	-14,7%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	70,1%	68,4%	2,5%
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	29,9%	31,6%	(5,4%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	13.156	9.757	34,8%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	3,5	2,7	31,3%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	105	137	(23,6%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	71,3	71,6	(0,4%)
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (10)	%	2,84%	1,70%	67,0%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (11)	%	2,01%	1,20%	67,7%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (12)	%	5,64%	3,46%	63,3%
	Utilidad por acción (13)	\$	0,0006	0,0004	72,4%

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(2) Razón Ácida:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(3) Deuda / Patrimonio:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Total Patrimonio}}$$

(4) Cobertura Gastos Financieros:

$$= \frac{\text{Resultado Bruto de Explotación*}}{\text{Costos Financieros}}$$

* Corresponde al presentado, en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este Análisis Razonado.

(5) Deuda CP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(6) Deuda LP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(7) **Rotación de Inventarios:**

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

**Considera inversiones propias e inversiones con subsidios. En el 2012 la Sociedad presenta un mayor aporte en inversiones con subsidios de MM\$ 546, mientras que en el 2011 el costo es superior en MM\$328.

(8) **Permanencia de Inventarios:**

$$= \left(\frac{1}{\text{Rotación de Inventarios}} \right) \times 366$$

(9) **Rotación Cuentas por Cobrar:**

$$= \left(\frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \times 1,19} \right) \times 360$$

(10) **Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):**

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

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

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

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

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(13) **Utilidad por acción:**

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

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida)

	Dic-12 MM\$	Dic-11 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	93.530	94.284	(754)	(1%)
Materias primas y consumibles utilizados	(59.182)	(66.403)	7.221	(11%)
Margen de contribución	34.348	27.881	6.467	23%
Gasto por Beneficio a los Empleados	(8.467)	(7.349)	(1.118)	15%
Otros gastos por naturaleza	(14.036)	(11.997)	(2.039)	17%
Resultado bruto de explotación	11.845	8.535	3.310	39%
Gasto por Depreciación y Amortización	(4.578)	(4.316)	(262)	6%
Resultado de explotación	7.267	4.219	3.048	72%
Resultado Financiero	(1.674)	(1.661)	(13)	1%
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	13	10	3	30%
Otras Ganancias (Pérdidas)	26	42	(16)	(38%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	5.632	2.610	3.022	116%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(1.080)	31	(1.111)	(3584%)
Ganancia (Pérdida)	4.552	2.641	1.911	72%
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	4.552	2.641	1.911	72%

1) Resultado de Explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM\$ 3.048, lo que se explica por:

- a) Mayor Margen de Contribución por MM\$ 6.467, causado principalmente por un aumento en el margen de distribución de MM\$ 3.877 producto del crecimiento de venta de energía (7%) y una disminución en el precio de compra, que permite abaratar la compra de energía adicional que se produce por la pérdida de energía en las redes.
- b) Mayores Gastos del Personal por MM\$ 1.118 principalmente por reajuste de remuneraciones, mayor número de empleados respecto al 2011 y mayores bonos generales por obtención de resultados.
- c) Mayores gastos en el ítem Otros gastos por naturaleza (MM\$ 2.039), a causa de mayores costos en Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico por fallas



producidas por el temporal de mayo de 2012, un incremento que generó actividades de roce (poda de árboles) de distribución para mejorar la calidad de servicio y mayores costos en construcción de obras de terceros.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$ 13 comparado con el ejercicio anterior, principalmente por una disminución de los ingresos financieros (MM\$ 83), producto de menores inversiones (fondos mutuos) e intereses por préstamos a entidades relacionadas.

3) Gasto por Impuestos a las Ganancias

Producto del aumento de la tasa de impuesto de primera categoría de 17% a 20%, según Reforma Tributaria aprobada en Septiembre 2012, la Sociedad reconoció un mayor cargo a resultados por impuesto a las ganancias de MM\$ 217.

4) Resultado del Período

La Sociedad al 31 de diciembre de 2012 obtuvo utilidades por MM\$ 4.552, lo que implicó un aumento de MM\$ 1.911 respecto del ejercicio 2011.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos

Flujo de Efectivo	Dic-12 MM\$	Dic-11 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	12.736	12.820	(84)	(1%)
de la Inversión	(15.098)	(10.041)	(5.057)	50%
de Financiación	1.901	(4.739)	6.640	(140%)
Flujo neto del período	(461)	(1.960)	1.499	(76%)
Variación en la tasa de cambio	5	17	(12)	(71%)
Incremento (disminución)	(456)	(1.943)	1.487	(77%)
Saldo Inicial	4.170	6.113	(1.943)	(32%)
Saldo Final	3.714	4.170	(456)	(11%)

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$ 3.714.

El incremento del flujo neto del ejercicio respecto al año anterior, se explica por:

- 1) Mayor flujo negativo de efectivo por actividades de inversión originado, principalmente por el aumento de la compra de propiedades, plantas y equipos; y el menor cobro de préstamos a entidades relacionadas.
- 2) Mayor flujo positivo de efectivo en actividades de financiación, originado por nuevos préstamos de entidades financieras, compensado parcialmente con mayores pagos de préstamos, tanto de entidades relacionadas como financieras.

IV. Mercados en que Participa



La Sociedad distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción, en la VIII Región, y la provincia de Cautín, en la IX Región. Frontel opera, principalmente, en los sectores rurales de la Región del Bío Bío y la Región de la Araucanía, abasteciendo cerca del 20% de la demanda.

V. Principales Riesgos

1) Riesgos de Negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía. 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, modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este

organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

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

En marzo de 2012, se publica la Ley N°20.571 conocida como la “Ley Net Metering” que fomenta la generación distribuida residencial, lo cual no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

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

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como “Ley de Concesiones” el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas y la “Ley de Carretera Eléctrica”, que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros.

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

b) Fijación de tarifas de distribución

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

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Actualmente se encuentra en la Contraloría General de la República el Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016 y se espera sea publicado dentro del primer trimestre de 2013. La Sociedad no espera cambios que impliquen una disminución de sus tarifas.

Adicionalmente las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final.

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

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

c) Contratos de suministro

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

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

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de la Sociedad, SEC emitió la Resolución Exenta N° 2228, de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro para clientes regulados no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

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

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

d) Abastecimiento de energía

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

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

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que otro año seco como el 2010 podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos años (2012 – 2014).

2) Riesgos Financieros

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

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

2.1) Riesgos Tipo de cambio

La Sociedad, que opera en moneda funcional peso, realiza 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.

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad tiene la siguiente deuda en USD a tasa fija:

<i>Fecha suscripción</i>	<i>Monto USD MUSD</i>	<i>Monto CLP M\$</i>
29-10-2012	12.589	6.042.091
15-11-2012	12.394	5.948.688

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap, para proteger su exposición de moneda (USD a UF).

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 es menor.

2.2) Riesgos Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de un 80% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el

IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad genera 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 51% 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.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el año de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$ 90.599.

2.3) Riesgos Tasa de Interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

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

	31/12/2012	31/12/2011
Tasa Interés Protegida	0%	38%
Tasa Interés Fija	100%	62%

2.4) Riesgos 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.

Actualmente, el 49% de la deuda financiera se encuentra estructurada a corto plazo, mediante créditos bancarios.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con en la Matriz (Eléctricas) y la relacionada (Saesa). 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 del Grupo.

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

2.5) Riesgo de Crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad 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	8%	33%
181 a 270	37%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

En algunos casos especiales (clientes importante 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.