



Reporte Anual 2012

ÍNDICE

Carta del Presidente del Directorio	3
Visión Corporativa	5
Identificación de la Sociedad	6
Antecedentes Relevantes	7
Estructura de Propiedad	8
Propiedad y Control	9
Directorio	10
Administración	11
Estructura Organizativa	12
Marcha de la Empresa	13
Línea de Tiempo	16
Actividades de la Sociedad	18
Factores de Riesgo	19
Gestión Financiera	23
Información Financiera	26
Hechos Relevantes	27
Declaración de Responsabilidad	28

Carta del Presidente del Directorio

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Jorge Lesser García Huidobro
Presidente del Directorio

Visión Corporativa

Mantra

Somos la Luz del Sur

Visión

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

Misión

Entregar la energía vital para el bienestar de nuestros clientes y para el desarrollo del Sur de Chile. Realizar nuestro trabajo comprometidos con los clientes y la comunidad, cuidando el medioambiente y promoviendo el desarrollo y la seguridad de nuestros trabajadores.

Valores Corporativos

Pasión por el cliente: Parte de nuestro ADN

Nos apasiona el desafío de brindar satisfacción a nuestros clientes.
Innovamos y damos valor a la experiencia de los clientes con nuestro servicio.

Seguridad: Intransable

Cuidamos de nosotros y de los demás.
Trabajamos con altos estándares de seguridad.
Vivimos la seguridad en nuestro actuar y nuestras decisiones.

Eficiencia: Clave en nuestro quehacer

Trabajamos en equipo y nos coordinamos para maximizar el buen uso de los recursos.
Controlamos nuestros costos sin arriesgar jamás la seguridad y la calidad de servicio

Integridad: Hacemos lo correcto

Actuamos con transparencia, honradez y rectitud.
Valoramos a las personas y les damos un trato respetuoso.

Identificación de la Sociedad

Razón Social	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Nombre de Fantasía	Edelayesen
Rol Único Tributario	88.272.600-2
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 Entidades Informantes	N°28
Fecha de inscripción en el Registro de Entidades Informantes	09/05/2010
Documentos Constitutivos	<p>Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., es constituida por escritura pública de fecha 26 de febrero de 1982, otorgada en Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres. Extracto autorizado inscrito a fojas 28 vta. N°18 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1982, y publicado en el Diario Oficial de fecha 27 de marzo de 1982</p> <p>Por escritura pública de fecha 30 de septiembre de 1983, otorgada en la Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres, se modificó la Sociedad a una sociedad anónima, llamándose Empresa Eléctrica de Aisén S.A. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 145 N° 62 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1983, y publicado en el Diario Oficial de fecha 19 de noviembre de 1983</p> <p>Por escritura pública de fecha 9 de diciembre de 2002, otorgada en la Notaría de Coyhaique de don Teodoro Patricio Durán Palma, cambió su domicilio social a la ciudad de Santiago. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 1612 N° 1316, del Registro de Comercio de Santiago de 2003, y publicado en el Diario Oficial de fecha 26 de diciembre de 2002</p>

Antecedentes Relevantes

Cifras Operacionales

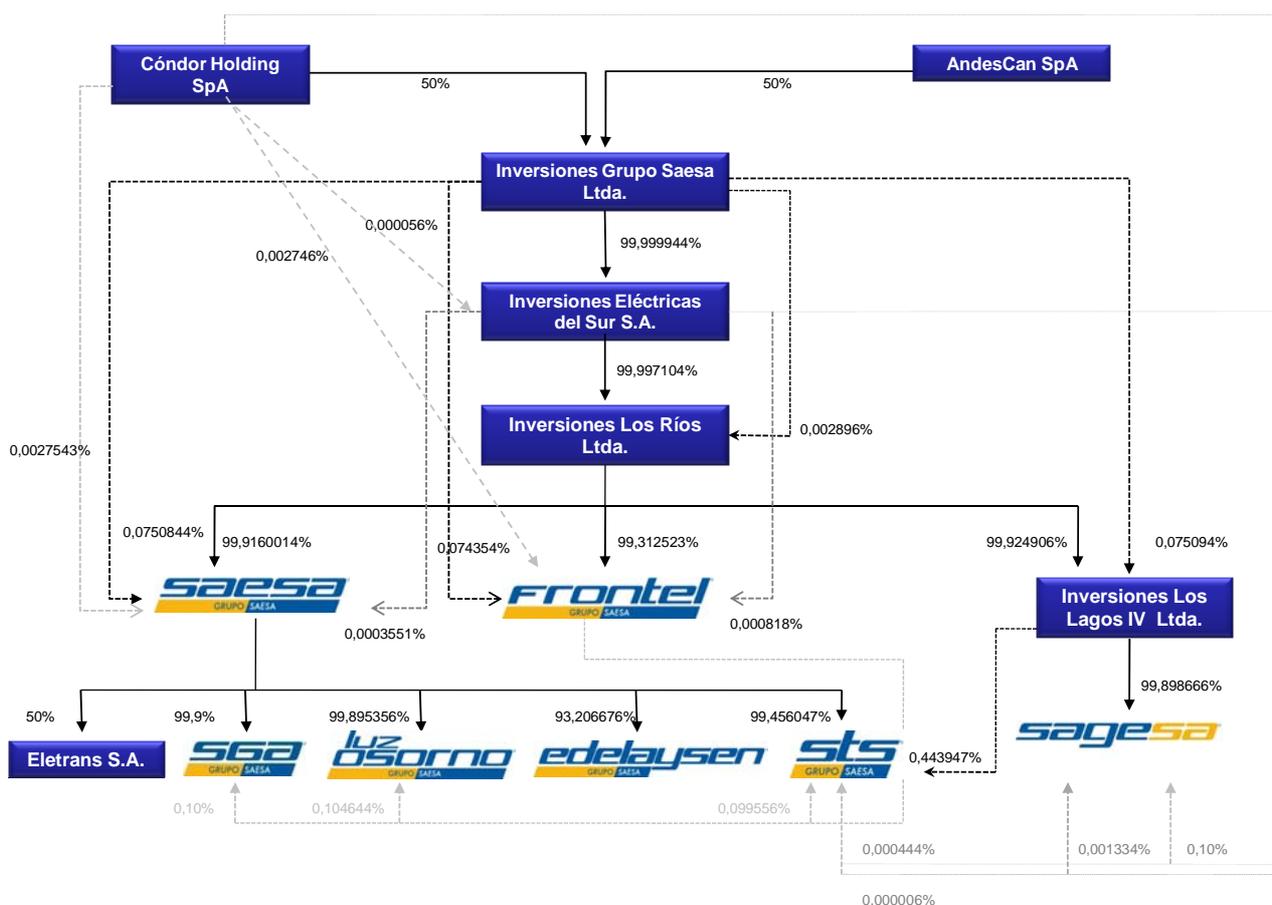
	2012	2011
Venta de Energía (GWh)	131	125
Clientes (Miles)	40	39
Trabajadores	67	69
Líneas MT (km)	2.012	2.034
Líneas BT (km)	927	940
MVA Instalados (MT/BT)	39	43

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

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

Estructura de Propiedad

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



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de la Compañía, Sociedad Austral de Electricidad S.A., posee un 93,206676% de Edelayesen, en forma directa.

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2012 el número de accionistas de Edelayesen alcanzaba a 129, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Total acciones	%
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	35.024.639	93,2066%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	6,6961%
Productora y Exportadora H.O. L. Chile Ltda.	7.693	0,0205%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	0,0170%
Ilustre Municipalidad de Río Ibañez	6.194	0,0165%
Empresa Portuaria Chacabuco	4.986	0,0133%
Olivares Olivares, Enrique Gustavo	4.001	0,0106%
Corvalan Neira, Sandra Mónica	1.975	0,0053%
Empresa Constructora Condor S.A.	1.745	0,0046%
Fidler Agurto, Nestor Leandro	1.322	0,0035%
Lomas del Sol S.A.C.	1.065	0,0028%
Oswaldo Marcelo Santana Miranda	994	0,2600%
Otros Accionistas Menores	147	0,0004%
Total	37.577.393	100%

No se realizaron transacciones de acciones de la Sociedad.

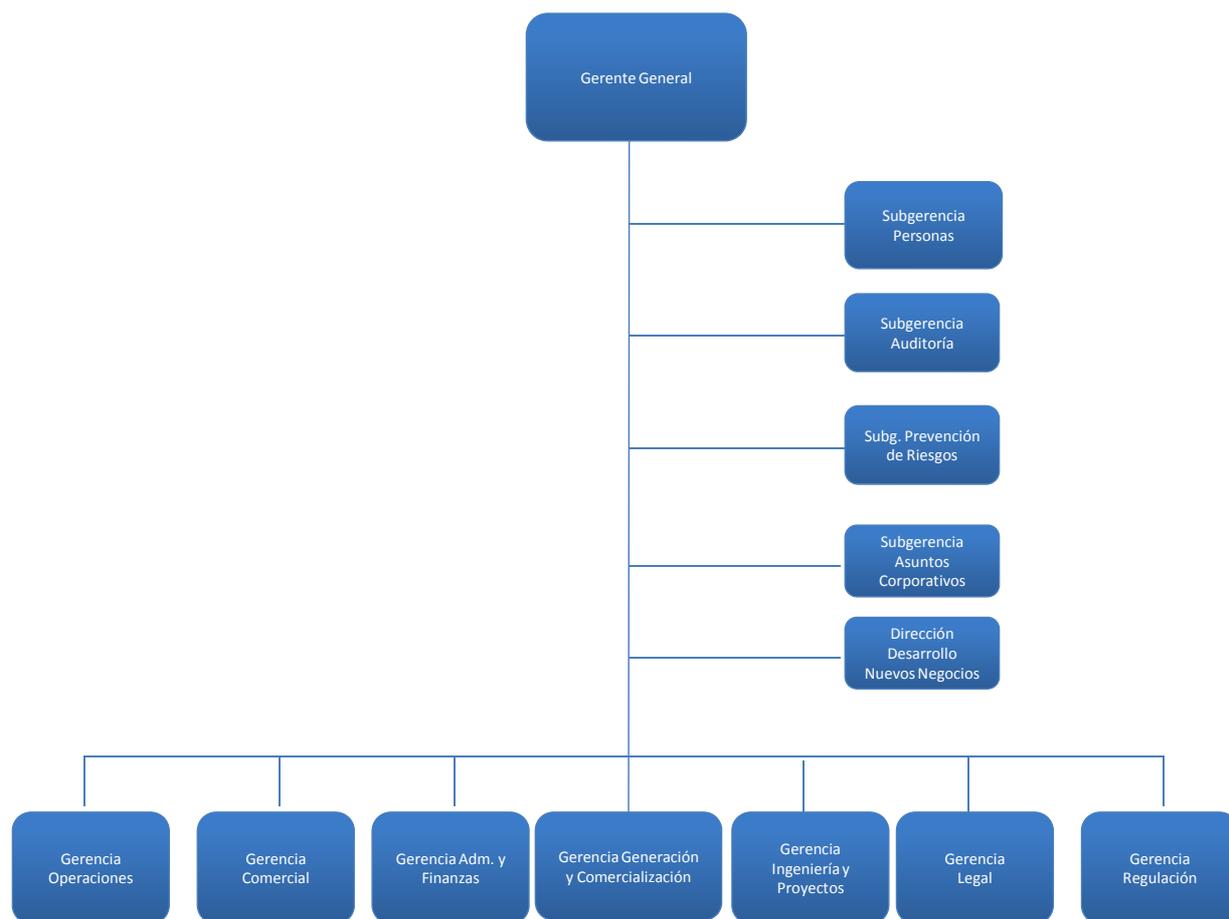
Directorio

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 de 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
Audidores 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.

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.

Central Monreal, asegurando el abastecimiento de Aysén

Este proyecto, emplazado en la Región del Aysén, consiste en la construcción de una mini central hidroeléctrica de pasada que aprovecha el desnivel del Lago Paloma y Lago Monreal, para generar 3MW, construida en un tiempo récord de 10 meses.

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

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.

NUESTRAS PERSONAS

	Edelayesen
Gerentes y ejecutivos principales	1
Profesionales y técnicos	51
Administrativos y electricistas	15
Total	67

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 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, entretención y camaradería. En 2012, durante esta actividad se reconoció a 17 trabajadores por sus años de servicio.

Línea de Tiempo

- 1981:** La Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., Edelaysen, nace como una filial de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa.

 - 1983:** Edelaysen se transforma en sociedad anónima, con el fin de facilitar la participación del sector privado en la explotación y comercialización de energía eléctrica.

 - 1986:** La Corporación de Fomento de la Producción, Corfo, con la colaboración de Edelaysen y de su entonces filial Endesa, inicia la construcción de un complejo de minicentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión.

 - 1988:** Corfo transfiere sus instalaciones, junto a otras adquiridas a Endesa, a Edelaysen, a cambio de una mayor participación accionaria. Esto convierte a Corfo en accionista mayoritario de Edelaysen.

 - 1998:** Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelaysen, licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1.500 km, entre la VIII y la XI Región.

 - 2000:** Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelaysen que habían quedado en poder de Corfo, aumentando así su participación a 91,67% en la propiedad de la Empresa

 - 2001:** En noviembre entra en operación la Central Eólica Alto Baguales de 2,0 MVA, que es pionera en Chile en generación de energía eléctrica con viento a escala industrial.

 - 2002:** Se amplía la Central Aisén, aumentando su capacidad en 1,4 MW, permitiendo el reemplazo de generación diésel. Además, se continúa con las obras de la Central Lago Atravesado, que iniciaría su operación en mayo de 2003.

 - 2003:** Se inicia operación comercial de la Central Lago Atravesado, con una capacidad de 10,5 MW, y además, entra en servicio la central Villa O'Higgins, con una capacidad de 200 kV.

 - 2004:** Se introdujeron cambios en la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando el desarrollo de la Compañía y reforzando su presencia
-

regional para estar más cerca de los clientes.

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

2007: Se cumplen los objetivos fijados para calidad de servicio. Indicadores urbanos y rurales presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

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

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 \$2.017 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.

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

2011: La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).

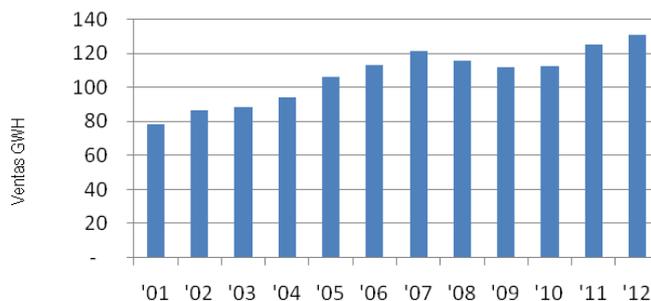
2012: En febrero, Francisco Alliende Arriagada asume como Gerente General.

Actividades de la Sociedad

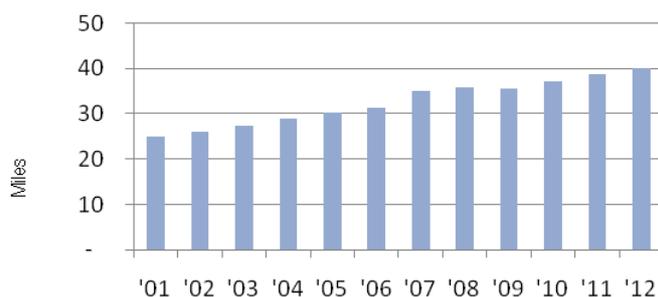
Edelaysen desarrolla sus actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén, a través de cinco sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins, Amengual-La Tapera y Santa Bárbara (Nueva Chaitén); y tres sistemas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

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

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



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



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 40 mil clientes.

Generación:

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

SISTEMA	CENTRAL	TIPO GENERACION	PRODUCCION DE ENERGIA KWH	ENERGIA GENERADA POR SISTEMA KWH
PUERTO CISNES	NUEVO REINO	TERMICA	1,203,200	3,042,662
PUERTO CISNES	NUEVO REINO	HIDRAULICA	1,839,462	
HUICHAS	CALETA ANDRADE	TERMICA	831,837	831,837
TAPERA-AMENGUAL	LA TAPERA	TERMICA	333,757	335,325
TAPERA-AMENGUAL	AMENGUAL	TERMICA	1,568	
VILLA O'HIGGINS	HIELOS DEL SUR	TERMICA	57,466	536,309
VILLA O'HIGGINS	HIELOS DEL SUR	HIDRAULICA	478,843	
PALENA	FUTALEUFÚ	TERMICA	265,987	7,669,967
PALENA	PALENA	TERMICA	138,463	
PALENA	LAGO VERDE	TERMICA	9,876	
PALENA	PUYUHUAPI	TERMICA	65,533	
PALENA	LA JUNTA	TERMICA	37,008	
PALENA	RIO AZUL	HIDRAULICA	7,153,100	
PALENA	SANTA BARBARA	TERMICA	7,421,643	181,604

AYSEN	ALTO BAGUALES	EOLICA		
AYSEN	CHACABUCO	TERMICA	19,306,364	132,968,617
AYSEN	LAGO ATRAVESADO	HIDRAULICA	47,154,986	
AYSEN	TEHUELCHÉ	TERMICA	19,622,185	
AYSEN	PTO. IBAÑEZ	TERMICA	16,006	
AYSEN	PUERTO AYSÉN	TERMICA	698,034	
AYSEN	PUERTO AYSÉN	HIDRAULICA	38,728,738	
AYSEN	MAÑIHUALES	TERMICA	20,661	
GENERAL CARRERA	CHILE CHICO	TERMICA	3,191,364	9,107,971
GENERAL CARRERA	EL TRARO	HIDRAULICA	5,727,360	
GENERAL CARRERA	EL TRARO	TERMICA	189,247	

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, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la Sociedad. 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, y que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

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

- Riesgo regulatorio

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 modificaciones a la regulación eléctrica, entre ellas, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N° 18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"), modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

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

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

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

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

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

b) Fijación de tarifas de 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 la 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. Para la Sociedad, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

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

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

- **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.

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\$ 3.312.765.

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 31 de \$ 26,44754119 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12. 12. Este dividendo representa alrededor de un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$993.830.

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

Capital Social

Al 31 de diciembre de 2012 el capital suscrito y pagado de la Sociedad ascendía a M\$37.005.894, distribuido en 37.577.393 de 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	37.005.894
Ganancias (pérdidas) acumuladas	26.052.707
Otras reservas	871.173
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	63.929.774

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°22	29/05/04	20,00	2003
Final N°23	27/05/05	20,00	2004
Final N°24	26/05/06	23,00	2005
Final N°25	25/05/07	32,81	2006
Final N°26	23/05/08	6,77	2007
Final N°27	25/05/09	10,49	2008
Final N°28	31/05/10	35,46	2009
Final N°29	02/05/11	31,99	2010
Final N°30	25/05/12	30,47	2011

Directorio

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. En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2012, se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores, por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

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

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

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.	1.355	1.310
Iván Díaz M.	1.467	1.199
Pedro Pablo Errázuriz D.	-	54
Total	2.822	2.563

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

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

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad al 31 de diciembre de 2012, ascienden a M\$94.583. No se registraron indemnizaciones por años de servicio durante el 2012.

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

La Sociedad continuará su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participa actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadora en la provincial de Palena, Región de Los Lagos, y en la REgión de Aysén, y la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten.

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, Edelaysen 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 Allende 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.

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 Fortín
Director



Juan Ignacio Parot
Director



Ben Hawkins
Director



Olivia Steedman
Director



Kevin Roseke
Director



Francisco Alliende
Gerente General

Estados Resumidos

Empresa Eléctrica de Aisén S.A. - Edelayesen

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Estados Financieros

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Aisén 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.

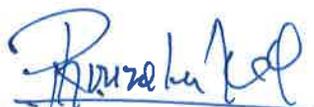
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de Aisén 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 AISÉN S.A.
Estados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Activos Corrientes en Operación			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	1.790.439	6.208.760
Otros Activos no Financieros, Corrientes		159.074	149.239
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5	3.794.975	3.345.548
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	6	8.112.783	5.001.290
Inventarios Corrientes	7	1.348.369	1.304.641
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	8	515.966	1.503.115
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.		15.721.606	17.512.593
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		15.721.606	17.512.593
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos No Financieros, No Corriente		1.059	1.059
Cuentas por Cobrar No Corrientes	5	151.232	207.815
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	9	35.244	35.678
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	10	57.093.397	52.659.749
Activos por Impuestos Diferidos	11	149.704	115.670
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		57.430.636	53.019.971
TOTAL ACTIVOS		73.152.242	70.532.564

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos Corrientes en Operación			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	13	1.864.645	2.191.824
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	6	987.117	1.122.233
Otras Provisiones a Corto Plazo	14	43.160	86.451
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	8	250.770	161.889
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	14	420.848	317.204
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	15	652.739	741.137
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		4.219.279	4.620.738
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		4.219.279	4.620.738
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por Impuestos Diferidos	11	4.721.045	4.047.273
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		21.210	20.334
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	14	260.934	233.141
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		5.003.189	4.300.748
PATRIMONIO NETO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	16	37.005.894	37.005.894
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	16	26.052.707	23.734.011
Otras Reservas	16	871.173	871.173
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		63.929.774	61.611.078
Participaciones No Controladoras		-	-
TOTAL PATRIMONIO		63.929.774	61.611.078
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		73.152.242	70.532.564

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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	17	16.235.586	14.489.347
Otros ingresos, por Naturaleza	17	1.165.271	566.210
Materias Primas y Consumibles Utilizados	18	(6.462.705)	(5.050.936)
Gastos por Beneficios a los Empleados	19	(1.545.359)	(1.472.642)
Gasto por Depreciación y Amortización	20	(1.935.461)	(1.982.509)
Otros Gastos por Naturaleza	21	(3.423.625)	(2.769.622)
Otras Ganancias (Pérdidas)		7.418	(3.754)
Ingresos Financieros	22	636.897	606.483
Costos Financieros	22	(1.598)	(2.055)
Diferencias de Cambio	22	(3.089)	(5.739)
Resultados por Unidades de Reajuste	22	29.470	39.686
Ganancia Antes de Impuesto		4.702.805	4.414.469
Gasto por Impuestos a las Ganancias	11	(1.390.040)	(598.602)
Ganancia Procedente de Operaciones Continuas		3.312.765	3.815.867
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia		3.312.765	3.815.867
Ganancia por acción básica			
Ganancia por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	88,1585	101,5469
Ganancia por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción		
Ganancia por Acción Básica	\$/acción	88,1585	101,5469

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estado de cambios en el patrimonio
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas					
Saldo Inicial al 01/01/2012	37.005.894	-	-	-	-	-	-	-	871.173	871.173	23.734.011	61.611.078	-	61.611.078
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	37.005.894	-	-	-	-	-	-	-	871.173	871.173	23.734.011	61.611.078	-	61.611.078
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											3.312.765	3.312.765		3.312.765
Otro resultado integral											-	-		-
Resultado integral											3.312.765	3.312.765		3.312.765
Dividendos											(994.069)	(994.069)		(994.069)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios											-	-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios											-	-		-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.318.696	2.318.696	-	2.318.696
Saldo Final al 31/12/2012	37.005.894	-	-	-	-	-	-	-	871.173	871.173	26.052.707	63.929.774	-	63.929.774

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$	
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$					
Saldo Inicial al 01/01/2011	37.005.894	-	-	-	-	-	-	-	871.173	871.173	21.063.316	58.940.383	-	58.940.383
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	37.005.894	-	-	-	-	-	-	-	871.173	871.173	21.063.316	58.940.383	-	58.940.383
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											3.815.867	3.815.867		3.815.867
Otro resultado integral											-	-		-
Resultado integral											3.815.867	3.815.867		3.815.867
Dividendos											(1.145.172)	(1.145.172)		(1.145.172)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios											-	-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios											-	-		-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.670.695	2.670.695	-	2.670.695
Saldo Final al 31/12/2011	37.005.894	-	-	-	-	-	-	-	871.173	871.173	23.734.011	61.611.078	-	61.611.078

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Flujos de Efectivos Directos

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

(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2011 al 31/12/2011
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
		20.241.186	18.674.191
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		20.232.155	18.667.011
Otros cobros por actividades de operación		9.031	7.180
Clases de pagos			
		(13.982.729)	(11.324.504)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(12.492.318)	(9.467.883)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(1.365.481)	(1.681.748)
Otros pagos por actividades de operación		(124.930)	(174.873)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		884.951	(595.425)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		7.143.408	6.754.262
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(11.855.000)	(7.991.000)
Compras de propiedades, planta y equipo		(7.939.101)	(3.876.130)
Cobros a entidades relacionadas		8.743.507	7.775.710
Intereses recibidos		636.897	561.845
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(10.413.697)	(3.529.575)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Dividendos pagados		(1.144.944)	(1.201.940)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.144.944)	(1.201.940)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
		(4.415.233)	2.022.747
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
		(3.088)	(6.891)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(3.088)	(6.891)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo			
		(4.418.321)	2.015.856
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		6.208.760	4.192.904
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4	1.790.439	6.208.760



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados financieros

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

1 Información General y Descripción del Negocio

La Sociedad Empresa Eléctrica de Aisén S.A. en adelante para efectos de este informe "Edelaysen" o la "Sociedad" está inscrita en el Registro de Entidades Informantes con el número 28 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

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

2 Resumen de las 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 principios y criterios son aplicados uniformemente.

Los Estados Financieros de la Sociedad, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiero (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha de 27 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 sus estados financieros.

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 tendrán un efecto significativo en los estados financieros del Grupo.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

En la preparación de los estados financieros 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 en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad 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 de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad, en los que se establece el compromiso por parte de ellas.

La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados del año.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad, que 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 período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.
- **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 anuales comprenden:

- Estados de Situación Financiera Clasificados anuales de Edelaysen 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 2012 y 2011.
- Estados de Flujos de Efectivo Directo por los años terminados 2012 y 2011.

2.5 Bases de preparación

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con la Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

2.6 Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.7 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 período, 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 período, 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

2.8 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.

2.9 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 calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del grupo. No hubo montos activados por este concepto en los años 2012 y 2011.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$212.913 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012 y a M\$93.932 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 ejercicio en que se incurren.

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

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

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

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

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

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, 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.

2.10 Activos intangibles

2.10.1 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.

2.10.2 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.

2.10.3 Gastos de investigación y desarrollo

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

2.11 Deterioro de los activos

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

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

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

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

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

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

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, 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 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 tienen políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre riesgo de incobrabilidad.

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad 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 no se han detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

2.12 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.

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

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

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

2.12.2 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.

2.12.3 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.

2.12.4 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 única.

2.13 Inventarios

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

2.14 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.14.1 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.

2.14.2 Subvenciones estatales

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

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

2.14.3 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.

2.15 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 tendrán que desembolsar para cancelar la obligación.

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

2.16 Beneficios a los empleados

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

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

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

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

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

2.17 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.18 Impuesto a las ganancias

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

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

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

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

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

2.19 Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el período, 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.

2.20 Ganancias por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia 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.

2.21 Dividendos

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

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

Para el cálculo de la utilidad líquida 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.

2.22 Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, 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.

El sector eléctrico en que opera la Sociedad corresponde a sistemas cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW y que se denominan Sistemas Medianos (SSMM).

Edelayesen es una empresa integrada verticalmente (opera instalaciones propias de generación como de transmisión y distribución) y desarrolla su negocio en los SSMM de Aisén, General Carrera y Palena, que atienden el consumo de varias localidades de la Región XI.

3.1 Generación eléctrica y transporte

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.

Los costos de generación y transmisión de los sistemas medianos de Aisén son determinados por un Estudio específico realizado cada cuatro años. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP) y junto a la definición de los precios aplicables, el Estudio establece un Plan de Obras de inversión obligatorio en generación-transporte para el mismo periodo en que se aplicarán las tarifas determinadas.

3.2 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 entregar servicio 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: Para el caso de la Sociedad, esta componente refleja el costo total de largo plazo de producción y transporte de la energía, así como la potencia. Este precio es indexado semestralmente en virtud de variables macroeconómicas como el petróleo, el tipo de cambio y el índice de precios al consumidor.

- Valor Agregado de Distribución (“VAD”): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

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

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

b) Clientes Libres

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

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.3 Marco regulatorio

3.3.1 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. La última modificación a la Ley, y que tuvo un positivo impacto en el sector, fue introducida por la Ley N°19.940 de marzo de 2004 (“Ley Corta I”). Luego se dictó la Ley N°20.018 de mayo de 2005 (“Ley Corta II”), pero sus impactos fueron más bien para la industria que opera en sistema eléctricos superiores a 200 MW.

3.3.2 Ley Corta I

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

- a) **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.
- b) **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.
- c) **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.
- d) **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).

3.3.3 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.

4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

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

Efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Efectivo en Caja	144.833	206.298
Saldo en Bancos	94.057	58.739
Otros instrumentos de renta fija	1.551.549	5.943.723
Totales	1.790.439	6.208.760

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

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

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31-12-2012	31-12-2011
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	1.790.439	6.202.943
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	-	5.817
Totales		1.790.439	6.208.760

5 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2012		31/12/2011	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	2.901.936	-	2.537.805	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	1.225.410	151.232	1.123.742	207.815
Totales	4.127.346	151.232	3.661.547	207.815

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2012		31/12/2011	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	101.472	-	90.126	-
Otras cuentas por cobrar	230.899	-	225.873	-
Totales	332.371	-	315.999	-

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2012		31/12/2011	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	2.800.464	-	2.447.679	-
Otras cuentas por cobrar, neto	994.511	151.232	897.869	207.815
Totales	3.794.975	151.232	3.345.548	207.815

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

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Facturados	2.649.683	2.231.947
Energía y peajes	1.912.893	1.574.746
Anticipos para importaciones y proveedores	111.497	191.490
Cuenta por cobrar proyectos en curso	153.114	18.822
Otros	472.179	446.889
No Facturados o provisionados	1.223.111	1.196.996
Energía en medidores (*)	1.047.435	1.026.192
Provisión ingresos por obras	43.498	54.752
Otros	132.178	116.052
Otros (Cuenta corriente empleados)	254.552	232.604
Totales, Bruto	4.127.346	3.661.547
Provisión deterioro	(332.371)	(315.999)
Totales, Neto	3.794.975	3.345.548

(*) 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	371.230	314.123
Anticipos para importaciones y proveedores	243.675	307.192
Cuenta por cobrar proyectos en curso	196.612	73.574
Deudores materiales y servicios	100.950	133.115
Cuenta corriente empleados	254.552	232.604
Otros deudores	58.391	63.134
Totales	1.225.410	1.123.742
Provisión deterioro	(230.899)	(225.873)
Totales, Neto	994.511	897.869

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2012 es de M\$3.946.207, al 31 de diciembre de 2011 es de M\$ 3.553.363.

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) Las Sociedades de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2012 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 39 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	30.889	36%
Comercial	4.518	34%
Industrial	113	9%
Otros	4.459	21%
Total	39.979	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como ventas 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 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	31/12/12	31/12/11
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	1.353.311	936.116
Con vencimiento entre tres y seis meses	54.019	40.464
Con vencimiento entre seis y doce meses	16.581	15.992
Con vencimiento mayor a doce meses	4.111	-
Total	1.428.022	992.572

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

a) Al 31 de diciembre de 2012 y 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	18.912	1.842.323	330	93.910	19.242	1.936.233	16.691	1.754.631	289	58.463	16.980	1.813.094
Entre 1 y 30 días	11.307	851.102	192	33.342	11.499	884.444	10.047	559.458	138	23.382	10.185	582.840
Entre 31 y 60 días	4.127	405.474	112	16.065	4.239	421.539	2.953	303.269	129	19.621	3.082	322.890
Entre 61 y 90 días	491	47.348	11	2.776	502	50.124	490	32.928	8	1.409	498	34.337
Entre 91 y 120 días	232	21.998	10	1.064	242	23.062	205	21.236	7	988	212	22.224
Entre 121 y 150 días	132	21.695	6	1.160	138	22.855	132	10.304	6	1.326	138	11.630
Entre 151 y 180 días	68	18.401	-	-	68	18.401	102	9.936	4	820	106	10.756
Entre 181 y 210 días	75	6.052	1	601	76	6.653	89	6.865	2	606	91	7.471
Entre 211 y 250 días	92	7.971	2	233	94	8.204	46	3.577	1	436	47	4.013
Más de 250 días	1.199	304.734	20	7.461	1.219	312.195	884	286.814	15	2.638	899	289.452
Total	36.635	3.527.098	684	156.612	37.319	3.683.710	31.639	2.989.018	599	109.689	32.238	3.098.707

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

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31/12/12		31/12/11	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	7	4.023	9	1.910
Documentos por cobrar en cobranza judicial	29	62.184	21	44.294
Totales	36	66.207	30	46.204

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	332.937
Aumentos (disminuciones) del año	10.869
Montos castigados	(27.807)
Saldo al 31 de diciembre 2011	315.999
Aumentos (disminuciones) del año	18.906
Montos castigados	(2.534)
Saldo al 31 diciembre de 2012	332.371

d) 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	13.849	10.298
Provisión cartera repactada	5.057	571
Castigos del período	(2.534)	(27.807)
Totales	16.372	(16.938)

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

6 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

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

ACCIONISTA	Serie Única	Participación
Sociedad Austral de Electricidad S. A.	35.024.639	93,21%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	6,70%
Productora y Exportadora H.O.L. Chile LTDA.	7.693	0,02%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	0,02%
Ilustre Municipalidad de Río Ibañez	6.194	0,02%
Empresa Portuaria de Chacabuco	4.986	0,01%
Olivares Olivares Enrique Gustavo	4.001	0,01%
Corvalan Neira Sandra Monica	1.975	0,01%
Empresa Constructora Condor S.A.	1.745	0,00%
Fiedler Agurto Nestor Leandro	1.322	0,00%
Lomas del Sol S A C	1.065	0,00%
Santana Miranda Osvaldo Marcelo	994	0,00%
Otros	147	0,00%
Total	37.577.393	100,00%

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones.

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

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

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

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

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar de la Sociedad 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\$
76073162-4	Sociedad Austral de electricidad	Préstamo en cuenta corrientes	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	8.112.783	-	5.001.290	-
						8.112.783	-	5.001.290	-

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\$
76073162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.930	-	2.987	-
76073162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Venta Materiales	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	54.042	-	25.413	-
96531500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	921	-	219	-
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.027	-	102	-
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Venta Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.812	-	26.375	-
77683400-9	Sociedad de Generación y Energía Chile S.A.	Venta Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	69	-	44	-
76073162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Prov. Dividendo Mínimo	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	926.316	-	1.066.993	-
14655033-9	Ivan Diaz-Molina	Remuneración Director	Menos de 90 días	Director	CH\$	-	-	100	-
Totales						987.117	-	1.122.233	-

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\$
76073162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz	Intereses préstamo en cuenta corriente	444.547	439.068
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Matriz Común	Intereses préstamo en cuenta corriente	-	344
Totales				444.547	439.412

c. 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. En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2012, se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores, por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

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

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

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

No existen saldos por cobrar a los Directores.

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores, por concepto de remuneraciones, para el año 2012 y 2011 es el siguiente:

Director	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Ivan Diaz-Molina	-	100
Totales	-	100

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 5 a cada Director de la Sociedad, para el período 2012 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2013.

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

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

Director	31/12/2012	31/12/2011
Pedro Pablo Errázuriz	-	54
Jorge Lesser García-Huidobro	1.355	1.310
Iván Díaz-Molina	1.467	1.199
Totales	2.822	2.563

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad lo compone un ejecutivo.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$94.583 al 31 de diciembre de 2012 y a M\$28.594 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 y se paga un anticipo de 25% durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer trimestre del año siguiente.

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

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

7 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	953.532	938.712	14.820
Materiales en tránsito	5.503	5.503	-
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	54.139	53.786	353
Petróleo	350.368	350.368	-
Totales	1.363.542	1.348.369	15.173

Al 31 de diciembre de 2011:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.040.147	986.665	53.482
Materiales en tránsito	8.771	6.647	2.124
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	39.097	36.971	2.126
Petróleo	274.358	274.358	-
Totales	1.362.373	1.304.641	57.732

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\$42.559 para el año 2012 y un cargo de M\$4.194 para el año 2011.

Movimiento Provisión	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Provisión Ejercicio	15.893	8.452
Aplicaciones a provisión	(58.452)	(4.258)
Totales	(42.559)	4.194

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 período según gasto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	6.462.705	5.050.936
Otros gastos por naturaleza (*)	207.449	217.920
Total	6.670.154	5.268.856

(*) 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\$2.415.497 (M\$705.944 en 2011).

8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Impuesto renta por recuperar	167.608	1.503.115
IVA Crédito fiscal por recuperar	348.358	-
Totales	515.966	1.503.115

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

	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Impuesto a la renta	245.159	-
Iva Débito fiscal	-	158.599
Otros	5.611	3.290
Totales	250.770	161.889

9 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos intangibles neto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos intangibles identificables, neto	35.244	35.678
Servidumbres	14.515	14.515
Software	20.729	21.163

Activos intangibles bruto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	39.397	39.396
Servidumbres	14.515	14.515
Software	24.882	24.881

Amortización activos intangibles	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	(4.153)	(3.718)
Servidumbres	-	-
Software	(4.153)	(3.718)

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

Movimiento año 2012		Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres Neto	Activo Intangible Neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2012		21.163	14.515	35.678
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(434)	-	(434)
	Total movimientos	(434)	-	(434)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012		20.729	14.515	35.244

Movimiento año 2011		Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres Neto	Activo Intangible Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		20.884	14.515	35.399
Movimientos	Adiciones	639	-	639
	Gastos por amortización	(360)	-	(360)
	Total movimientos	279	-	279
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		21.163	14.515	35.678

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

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

10 Propiedades, Planta y Equipos

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	57.093.397	52.659.749
Construcción en Curso	10.289.088	4.471.580
Terrenos	2.816.998	2.816.998
Edificios	3.200.037	3.321.639
Planta y Equipo	40.032.438	41.161.427
Equipamiento de Tecnologías de la Información	6.971	13.703
Instalaciones Fijas y Accesorios	21.608	25.442
Vehículos de Motor	192.496	248.755
Otras Propiedades, Planta y Equipo	533.761	600.205

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	73.525.666	67.322.813
Construcción en Curso	10.289.088	4.471.580
Terrenos	2.816.998	2.816.998
Edificios	4.629.306	4.629.306
Planta y Equipo	53.546.684	53.118.786
Equipamiento de Tecnologías de la Información	32.076	33.176
Instalaciones Fijas y Accesorios	65.496	64.651
Vehículos de Motor	420.182	420.182
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.725.836	1.768.134

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	(16.432.269)	(14.663.064)
Edificios	(1.429.269)	(1.307.667)
Planta y Equipo	(13.514.246)	(11.957.359)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(25.105)	(19.473)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(43.888)	(39.209)
Vehículos de Motor	(227.686)	(171.427)
Otros	(1.192.075)	(1.167.929)

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

Movimiento año 2012	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo Neto
Saldo inicial al 01 de enero 2012	4.471.580	2.816.998	3.321.639	13.703	25.442	248.755	600.205	41.161.427
Adiciones	5.817.508	-	-	-	892	-	25.237	759.176
Retiros	-	-	-	-	(48)	-	(1.099)	(232.991)
Gastos por depreciación	-	-	(121.602)	(6.732)	(4.678)	(56.259)	(90.582)	(1.655.174)
Total movimientos	5.817.508	-	(121.602)	(6.732)	(3.834)	(56.259)	(66.444)	(1.128.989)
Saldo final al 31 de diciembre 2012	10.289.088	2.816.998	3.200.037	6.971	21.608	192.496	533.761	40.032.438

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	3.488.802	2.816.998	3.415.781	28.667	34.830	291.607	248.711	41.177.948
Movimientos								
Adiciones	2.465.993	-	27.275	-	274	27.311	432.203	1.710.258
Retiros	(1.483.215)	-	-	(585)	(4.533)	(18.211)	(2)	(18.214)
Gastos por depreciación	-	-	(121.417)	(14.379)	(5.129)	(51.952)	(80.707)	(1.708.565)
Total movimientos	982.778	-	(94.142)	(14.964)	(9.388)	(42.852)	351.494	(16.521)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	4.471.580	2.816.998	3.321.639	13.703	25.442	248.755	600.205	41.161.427

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 Propiedad, 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 (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Los activos en construcción según se explica en Nota 2.9 incluyen activación de costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$212.913 al 31 de diciembre 2012 y a M\$93.932 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2012, 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.

11 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

11.1 Impuesto a la renta

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

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Gasto por impuestos corrientes	749.804	510.537
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	-	-
Otro gasto por impuesto corriente	498	466
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	750.302	511.003
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	639.738	87.599
Otro gasto por impuesto diferido	-	-
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	1.390.040	598.602
Gasto por impuesto a las ganancias	1.390.040	598.602

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

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Ganancia Antes de Impuestos	4.702.805	4.414.469
Gasto por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)	(940.561)	(882.894)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	26.810	1.037
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(40.754)	(48.703)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	-	31.990
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	21	1
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	53.597	(7.132)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	182.918	323.474
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(672.071)	(16.375)
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	(449.479)	284.292
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(1.390.040)	(598.602)
Tasa Impositiva Efectiva	29,56%	13,56%

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

Como consecuencia de la Reforma Tributaria y del aumento de tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20% definitivamente, que rige a contar del año comercial 2012, la Sociedad reconoció en este mismo periodo los efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos, cuyo efecto neto en resultado ha significado para la sociedad un mayor gasto por impuestos a las ganancias de M\$ 671.574 al 30 de diciembre de 2012.

11.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2012 y 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	-	-	4.721.045	4.047.178
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	780	-	-	83
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	66.474	55.142	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	27.094	22.696	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	3.035	10.074	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	9.163	6.502	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	38.916	17.782	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	4.242	3.474	-	12
Total Impuestos Diferidos	149.704	115.670	4.721.045	4.047.273

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación en el año 2012 y 2011, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	133.765	3.977.769
Incremento (decremento)	(18.095)	69.504
Saldo al 31 de diciembre de 2011	115.670	4.047.273
Incremento (decremento)	34.034	673.772
Saldo al 31 de diciembre de 2012	149.704	4.721.045

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.

12 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 la Sociedad son los siguientes:

12.1 Riesgo de negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la Sociedad. 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, y que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

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

12.1.1 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 modificaciones a la regulación eléctrica, entre ellas, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"), modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

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

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

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

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

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

b) Fijación de tarifas de 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 la 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. Para la Sociedad, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

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

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

12.2 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.

12.2.1 Tipo de cambio

La Sociedad 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 en la Sociedad.

Una parte del precio de venta de energía al cliente final, está indexado a variables como el tipo de cambio y el precio de combustibles como el petróleo. Estas indexaciones buscan compensar las variaciones en los costos de generación (principalmente compra de petróleo), en concordancia con el comportamiento de la matriz energética de la Sociedad, por lo que no se esperan impactos relevantes en resultados por estas variaciones en el mediano plazo.

12.2.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más del 70% corresponden a pesos chilenos indexados a variaciones de indicadores internos de la economía, tales como el IPC y el IPP (índice de precios al productor), el resto está indexado a variables como el petróleo y el tipo de cambio. Hasta la fecha la Sociedad mantiene una política de no administrar este tipo de indexaciones, ya que persiguen, en el mediano plazo compensar las variables a las que están sujetos los costos de la Sociedad (costos de personal, petróleo, contratistas y otros).

12.2.3 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento. Los movimientos con la Sociedad se realizan a tasas de mercado en moneda nacional.

12.2.4 Riesgo de liquidez

Tal como se mencionó en la nota anterior, la administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. 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.

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

12.2.5 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 fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como ventas 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 ventas 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.

El deterioro de las cuentas por cobrar se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

En algunos casos especiales (clientes 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:

Tal como se indicó, las inversiones 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.

12.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Al 31 de diciembre 2012	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Total M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	3.946.207	3.946.207
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	8.112.783	8.112.783
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	-	1.790.439	1.790.439
Totales	-	13.849.429	13.849.429

Al 31 de diciembre 2011	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Total M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	3.553.363	3.553.363
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	5.001.290	5.001.290
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	-	6.208.760	6.208.760
Totales	-	14.763.413	14.763.413

b) Pasivos Financieros

Al 31 de diciembre 2012	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Total M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	1.864.645	1.864.645
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	987.117	987.117
Totales	-	2.851.762	2.851.762

Al 31 de diciembre 2011	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Total M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.191.824	2.191.824
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	1.122.233	1.122.233
Totales	-	3.314.057	3.314.057

12.2.7 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	144.833	144.833
Saldo en Bancos	94.057	94.057
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	3.794.975	3.794.975

Pasivos Financieros al 31.12.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.864.645	1.864.645

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.

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 valoración, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

13 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

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

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/12 M\$	31/12/11 M\$
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.235.836	1.576.471
Proveedores por compra de combustible y gas	242.377	332.685
Cuentas por pagar importación en tránsito	73.728	12.240
Dividendos por pagar a terceros	68.365	78.561
Cuentas por pagar instituciones fiscales	20.314	20.102
Otras cuentas por pagar	224.025	171.765
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.864.645	2.191.824

14 Provisiones

14.1 Provisiones corrientes

14.1.1 Otras provisiones a corto plazo

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

Provisiones	Corriente	
	31/12/12 M\$	31/12/11 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	43.160	86.451
Total	43.160	86.451

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

Otras Provisiones a Corto Plazo	Otras Provisiones
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	86.451
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	37.275
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(30.990)
Provisión utilizada	(23.483)
Reversos de provisión no utilizada	(26.093)
Total movimientos en provisiones	(43.291)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	43.160

Otras Provisiones a Corto Plazo	Otras Provisiones
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	257.594
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	3.031
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(45.524)
Provisión utilizada	(105.013)
Reversos de provisión no utilizada	(23.637)
Total movimientos en provisiones	(171.143)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	86.451

14.1.2 Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados

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

Provisiones Corrientes por Beneficio a los Empleados	Corriente	
	31/12/12 M\$	31/12/11 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	135.471	122.682
Provisión por beneficios anuales	285.377	194.522
Totales	420.848	317.204

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

Provisiones Corrientes por Beneficio a los Empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	317.204
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes	310.114
Provisión utilizada	(206.470)
Total movimientos en provisiones	103.644
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	420.848

Provisiones Corrientes por Beneficio a los Empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	358.033
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes	204.573
Provisión utilizada	(245.402)
Total movimientos en provisiones	(40.829)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	317.204

14.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

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

	31/12/12 M\$	31/12/11 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	260.934	233.141
Totales	260.934	233.141

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

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	263.691
Provisión del período	29.263
Pagos en el período	(59.813)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	233.141
Provisión del período	40.821
Pagos en el período	(13.028)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	260.934

c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incremento salariales (real)	1,50%
Tablas de mortalidad	RV2009H / RV2009M
Tasa de rotación	2,50%

14.3 Juicios y multas

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

14.3.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Coyhaique	966-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Mata con EDELAYSEN)	Proceso pendiente en 2° instancia	22.841

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea 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.

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

14.3.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada.	2.895
EDELAYSEN	Res. Ex. 1158 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	12.062
EDELAYSEN	Res. Ex. 80 de fecha 06.09.2012	SEC	Mantenimiento.	Judicializada	24.124
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXl de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.206

El monto reconocido por provisiones en los presentes 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 incluye los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

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

15 Otros Pasivos no Financieros

El movimiento de este rubro durante el año 2012 y 2011, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Otras obras de terceros y Subvenciones Gubernamentales (Obras FNDR)	652.739	741.137
Total otros pasivos no financieros corrientes	652.739	741.137

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.14.2

16 Patrimonio

16.1 Patrimonio neto de la sociedad

16.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el capital social de EDELAYSEN ascendía a M\$ 37.005.894. Y está representado por 37.577.393 acciones serie única suscritas y pagadas.

16.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del 26 de abril 2012 se ratificó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2011, lo que significó la distribución de M\$1.145.000.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 30 de marzo de 2011 se ratificó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2010, lo que significó la distribución de M\$1.202.000.

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.

16.1.3 Otras reservas

	Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2011 M\$
Otras reservas varias	871.173	871.173
Totales	871.173	871.173

Las otras reservas varias por M\$ 871.173, corresponde a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

16.1.4 Ganancias (pérdidas) acumuladas

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

	Utilidades líquida distribuíbles acumulada M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/2012	23.734.011	23.734.011
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	3.312.765	3.312.765
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(239)	(239)
Provisión dividendo mínimo del período	(993.830)	(993.830)
Saldo final al 31/12/2012	26.052.707	26.052.707

La utilidad distribuíble del ejercicio 2012, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2012, esto es M\$3.312.765.

	Utilidades distribuíbles acumulada M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/2011	21.063.316	21.063.316
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	3.815.867	3.815.867
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(412)	(412)
Provisión dividendo mínimo del período	(1.144.760)	(1.144.760)
Saldo final al 31/12/2011	23.734.011	23.734.011

La utilidad distribuíble del ejercicio 2011, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2011, esto es M\$3.815.867.

16.2 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.

16.3 Restricciones a la disposición de fondos

La Sociedad no posee restricciones de envío de flujo a sus accionistas.

17 Ingresos

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

Ingresos de Actividades Ordinarias	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Venta de Energía	15.743.813	14.097.075
Ventas de energía	15.743.813	14.097.075
Otras Prestaciones y Servicios	491.773	392.272
Apoyos	53.035	49.250
Arriendo de medidores	56.127	50.622
Cortes y reposición	148.477	136.127
Pagos fuera de plazo	205.623	128.288
Otros	28.511	27.985
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	16.235.586	14.489.347

Otros Ingresos, por naturaleza	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	572.221	180.056
Venta de materiales y equipos	289.404	157.073
Arrendamientos	7.333	5.024
Intereses créditos y préstamos	5.408	6.174
Ingresos, ventas al detalle de productos y servicios	199.804	158.132
Otros Ingresos	91.101	59.751
Total Otros ingresos, por naturaleza	1.165.271	566.210

18 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Combustibles para generación	6.462.705	5.050.936
Total otros pasivos corrientes	6.462.705	5.050.936

19 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficio a los Empleados	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Remuneraciones y bonos	1.486.375	1.250.092
Provisión costo de vacaciones	14.191	10.348
Otros costos de personal	203.007	186.906
Indemnización por años de servicios	54.699	119.228
Activación costo de personal	(212.913)	(93.932)
Totales	1.545.359	1.472.642

20 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

Depreciación y Amortización	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Depreciaciones	1.935.027	1.982.149
Amortizaciones de Intangibles	434	360
Totales	1.935.461	1.982.509

21 Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	625.325	530.605
Sistema Generación	1.105.161	959.580
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	466.220	493.583
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	151.068	119.845
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	11.620	5.433
Provisiones y Castigos	62.437	12.009
Gastos de Administración	639.538	536.176
Otros Gastos por Naturaleza	362.256	112.391
Totales Otros Gastos por Naturaleza	3.423.625	2.769.622

22 Resultado Financiero

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

Ingresos Financieros	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	192.351	122.433
Otros ingresos financieros	444.546	484.050
Totales Ingresos Financieros	636.897	606.483

Costos Financieros	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Otros Gastos Financieros	(1.598)	(2.055)
Total Costo Financieros	(1.598)	(2.055)

Resultado por unidades de reajuste	29.470	39.686
Diferencias de cambio	(3.089)	(5.739)
Negativas	(3.089)	(5.739)
Total Costo Financiero	24.783	31.892

Total Resultado Financiero	661.680	638.375
-----------------------------------	----------------	----------------

23 Hechos Posteriores

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

24 Medio Ambiente

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

Concepto del desembolso	Concepto	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Asesorías medioambientales	Costo	264	-
Gestión de residuos	Costo	9.310	6.673
Reforestaciones	Inversión	-	7.164
Otros gastos medioambientales	Costo	902	843
Proyectos de inversión	Inversión	37.151	19.328
Totales		47.627	34.008

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

25 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	Relación	Activos comprometidos			Fecha Liberación Garantía	
		Tipo de garantía	Moneda	Total	Diciembre 2012	2013
Intendencia Regional de Los Lagos	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	354.860	316.860	38.000
Director de vialidad Region de los Lagos	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	23.983	-	23.983
Director Regional de Vialidad Región de Aysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	13.704	13.704	-
SERVIU XI Region	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	91	-	91
Totales				392.638	330.564	62.074

26 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad no ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas.

27 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	-	5.817
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Peso chileno	2.778	3.297
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			2.778	9.114
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas por Cobrar No Corrientes	U.F.	Peso chileno	6.427	8.955
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			6.427	8.955
TOTAL ACTIVOS			9.205	18.069

Análisis Razonado
Estados Financieros – Empresa Eléctrica de Aisén 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	15.722	17.513	(1.791)	(10%)
Activos No Corrientes	57.430	53.020	4.410	8%
Total Activos	73.152	70.533	2.619	4%
Pasivos Corrientes	4.219	4.621	(402)	(9%)
Pasivos No Corrientes	5.003	4.301	702	16%
Patrimonio	63.930	61.611	2.319	4%
Total Pasivos y Patrimonio	73.152	70.533	2.619	4%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$ 2.619 respecto de diciembre de 2011, explicado por una disminución en los Activos Corrientes de MM\$ 1.791 y un aumento en los Activos No Corrientes por MM\$ 4.410.

La variación negativa del ítem de Activos Corrientes, se explica principalmente por una disminución del Efectivo y Equivalentes al Efectivo por MM\$ 4.418, originado por mayor inversión en activo fijo. Lo anterior compensado con un aumento en las Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas por MM\$ 3.111.

La variación positiva que presentan los Activos No Corrientes, es originada principalmente por aumento del ítem Propiedades, Plantas y equipos de MM\$ 4.434.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$ 300 respecto de diciembre de 2011, explicado por una disminución en los Pasivos Corrientes de MM\$ 402 y un aumento en los Pasivos No Corrientes por MM\$702.

La disminución de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por el menor saldo de los siguientes rubros:

- a) Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM\$ 327.
- b) Cuentas por pagar a Entidades Relacionadas por MM\$135, por menor provisión de dividendo mínimo.

Lo anterior, compensado parcialmente con un aumento del rubro Provisiones Corrientes por Beneficio a los Empleados de MM\$ 104.

El incremento de los Pasivos No Corrientes, se explica principalmente por el aumento en Pasivo por Impuestos Diferidos (MM\$ 674), producto de un incremento en la tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20%, según la Ley N°20.630 ("Reforma Tributaria") aprobada el 27 de septiembre de 2012. Este cambio implicó un aumento de impuesto diferido por las diferencias de base financiera y tributaria del activo fijo.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM\$ 2.319, respecto de diciembre de 2011, explicado por el aumento de las Ganancias (pérdidas) acumuladas durante el ejercicio 2012.

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-12	Dic-11	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	3,7	3,8	(1,7%)
	Razón Ácida (2)	Veces	3,4	3,5	(2,9%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,1	0,1	-0,4%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	2.985	2.881	3,6%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	45,7%	51,8%	-11,7%
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	54,3%	48,2%	12,5%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	6.700	3.258	105,6%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	5,1	2,6	94,3%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	72	140	(48,4%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	66,0	67,2	(1,9%)
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (10)	%	5,28%	6,33%	(16,6%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (11)	%	4,61%	5,55%	(17,0%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (12)	%	7,35%	7,26%	1,3%
	Utilidad por acción (13)	\$	88,16	101,55	(13,2%)

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 considera MM\$ 4 de mayor aporte en inversiones con subsidios, mientras que el 2011 no presenta inversiones con subsidios.

(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):**

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

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

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

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

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(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	17.401	15.056	2.345	16%
Materias primas y consumibles utilizados	(6.463)	(5.051)	(1.412)	28%
Margen de contribución	10.938	10.005	933	9,3%
Gasto por Beneficio a los Empleados	(1.545)	(1.473)	(72)	5%
Otros gastos por naturaleza	(3.424)	(2.770)	(654)	24%
Resultado bruto de explotación	5.969	5.762	207	3,6%
Gasto por Depreciación y Amortización	(1.935)	(1.983)	48	(2%)
Resultado de explotación	4.034	3.779	255	6,7%
Resultado Financiero	662	639	23	4%
Otras Ganancias (Pérdidas)	7	(4)	11	(275%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	4.703	4.414	289	7%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(1.390)	(599)	(791)	132%
Ganancia (Pérdida)	3.313	3.815	(502)	(13%)

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM\$ 255, lo que se explica por:

- a) Mayor margen de contribución por MM\$ 933, principalmente por un incremento en el margen de distribución de MM\$ 492, producto del crecimiento de ventas físicas de energía y, de Otros Ingresos por Naturaleza de MM\$219 por incremento en ítem construcción de obras a terceros.
- b) Mayores gastos en Ítem Otros Gastos por Naturaleza MM\$654 principalmente por aumento de costos asociados a calidad de servicio, operación y mantención del sistema de generación y construcción de obras de terceros.



2) Resultado Financiero

El resultado financiero aumentó en MM\$ 23 con respecto al ejercicio anterior, principalmente por mayores ingresos financieros de MM\$ 30.

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\$ 671.

4) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2012, obtuvo utilidades por MM\$ 3.313, lo que implicó una disminución del 13% respecto de diciembre de 2011.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Dic-12 MM\$	Dic-11 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	7.143	6.754	389	6%
de la Inversión	(10.414)	(3.529)	(6.885)	195%
de Financiación	(1.145)	(1.202)	57	(5%)
Flujo neto del período	(4.416)	2.023	(6.439)	(318%)
Variación en la tasa de cambio	(3)	(7)	4	(57%)
Incremento (disminución)	(4.419)	2.016	(6.435)	(319%)
Saldo Inicial	6.209	4.193	2.016	48%
Saldo Final	1.790	6.209	(4.419)	(71%)

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM\$ 1.790, menor en un 71% respecto de diciembre de 2011.

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

- 1) Mayor flujo positivo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado principalmente por mayor reembolso de Impuesto a las ganancias.
- 2) Mayor flujo negativo de efectivo utilizado en actividades de inversión, originado por mayores compras en propiedades, planta y equipo y un aumento en préstamos a entidades relacionadas.
- 3) Menor flujo negativo de efectivo utilizado en actividades de financiación, correspondiente sólo a pago de dividendos.

IV. Mercados en que participa.

Al 31 de diciembre de 2012 no se aprecian variaciones significativas en los mercados en que participa Edelayesen.

Las tarifas de venta del sistema Aysén incorporan en su fórmula precios de nudo que reflejan los costos de generación. Estos precios son fijados mediante la emisión de Decretos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y son publicados en el Diario Oficial. Independiente de la fecha de publicación en el DO, su vigencia es a partir de mayo y de noviembre respectivamente de cada año.

V. Principales Riesgos.

1) Riesgos de Negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la Sociedad. 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, y que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

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

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 modificaciones a la regulación eléctrica, entre ellas, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”), modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

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

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

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

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

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

b) Fijación de tarifas de 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 la 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. Para la Sociedad, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

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

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

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 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 en la Sociedad.

Una parte del precio de venta de energía al cliente final, está indexado a variables como el tipo de cambio y el precio de combustibles como el petróleo. Estas indexaciones buscan compensar las variaciones en los costos de generación (principalmente compra de petróleo), en concordancia con el comportamiento de la matriz energética de la Sociedad, por lo que no se esperan impactos relevantes en resultados por estas variaciones en el mediano plazo.

2.2) Riego Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más del 70% corresponden a pesos chilenos indexados a variaciones de indicadores internos de la economía, tales como el IPC y el IPP (índice de precios al productor), el resto está indexado a variables como el petróleo y el tipo de cambio. Hasta la fecha la Sociedad mantiene una política de no administrar este tipo de indexaciones, ya que persiguen, en el mediano plazo compensar las variables a las que están sujetos los costos de la Sociedad (costos de personal, petróleo, contratistas y otros).

2.3) Riesgo Tasa de Interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento. Los movimientos con la Sociedad se realizan a tasas de mercado en moneda nacional.

2.4) Riesgo de Liquidez

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. 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.

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

2.5) Riesgo de Crédito

La Sociedad 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 fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como ventas 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 ventas 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.

El deterioro de las cuentas por cobrar se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

En algunos casos especiales (clientes 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

Tal como se indicó, las inversiones se realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

VI. Valor Libro y Valor Económico de los Activos.

La Sociedad valora sus Propiedades, Plantas y Equipos a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. La depreciación de las Propiedades, Plantas y Equipos se determina distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada (periodo en que se espera utilizar). Al inicio del proceso de adopción de IFRS, la Sociedad realizó una tasación con terceros independientes para sus propiedades, plantas y equipos, la que fue utilizada como costo adquirido.

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.