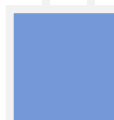
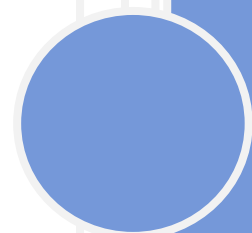


# REPORTE ANUAL 2010

*Compañía Eléctrica Osorno S.A.*



## Índice

Carta del Presidente del Directorio	2
Visión Corporativa	4
Identificación de la Sociedad	5
Antecedentes Relevantes	6
Estructura de Propiedad	7
Propiedad y Control	7
Directorio	8
Administración	9
Marcha de la Empresa	10
Línea de Tiempo	16
Actividades de la Sociedad	18
Factores de Riesgo	19
Gestión Financiera	24
Capital Social	25
Hechos Relevantes	27
Declaración de Responsabilidad	29
Estados Financieros Resumidos	30
Estados Financieros	32

## Carta del Presidente del Directorio

Les saludo afectuosamente y me complace hacer llegar a ustedes la memoria anual del ejercicio 2010 de las empresas del Grupo Saesa, donde compartimos no sólo los estados financieros, sino también esperamos compartir con ustedes parte de lo que ha sido este año, tremendo en cambios y avances, pero también desafíos enormes que hemos enfrentado como empresa y como país.

Sin lugar a dudas este comienzo del Año del Bicentenario de Chile nos ha impactado a todos, dejando consecuencias en cada uno de los aspectos de nuestra vida cotidiana. El terremoto y posterior tsunami del 27 de febrero de 2010, marcaron un antes y un después para las actividades familiares, laborales, económicas y ciertamente nos ha impuesto mayores desafíos de los que nos habíamos planteado al iniciar el periodo.

Los trabajadores y contratistas del Grupo Saesa, enfrentamos un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a todos nuestros clientes desde Bio Bio hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.

Nos enorgullece haber formado parte del Plan de Reconstrucción de Aldeas impulsado por el Gobierno de Chile, a través del que cientos de familias de las comunas más afectadas por el llamado 27F, lograron obtener un techo para establecerse temporalmente junto a sus familias.

A través de estas líneas me permito compartir con ustedes un sincero reconocimiento a los cientos de hombres y mujeres que desde todos los frentes posibles, dedicaron su esfuerzo a reponer la luz al sur del país, contribuyendo a mitigar en parte, los inmensos efectos del terremoto.

Superada la coyuntura del sismo, nos convocó aceleradamente el retomar las inversiones y mejorías proyectadas para 2010; ampliando redes, construyendo subestaciones, despejando líneas y mejorando diariamente el servicio que tenemos el compromiso de proporcionar a nuestros clientes. Clientes, que por cierto en el mes de noviembre alcanzaron los 700.000, distribuidos entre Bulnes y Villa O'Higgins.

La operación de nuestros sistemas de distribución, tiene sus propios desafíos asociados a la calidad de servicio que debemos ofrecer a nuestros clientes y a múltiples otros objetivos específicos que emanan de los procesos de regulación eléctrica. El desarrollo de nuevos proyectos de generación, necesarios para abastecer la creciente demanda energética de todo el país, traen consigo la necesidad de construcción de numerosos nuevos proyectos de transmisión, hacia los que nos hemos enfocado con énfasis, buscando alternativas de expansión para nuestras operaciones y nuevos negocios.

Para el logro de estos objetivos, fue que comenzamos un importante proceso de reestructuración organizacional, donde creamos áreas específicas para atender los nuevos proyectos de transmisión, con especial cuidado en su inserción en las comunidades y el resguardo del entorno medioambiental, además de descentralizar funciones en busca de una mejora continua en el servicio que entregamos a nuestros clientes.

El segmento de transmisión, será el que en el próximo tiempo sostendrá el mayor desarrollo, sea a través de sistemas propios que requeriremos para suministrar al aumento de la demanda, la reducción de pérdidas técnicas de energía, el cumplimiento de la norma técnica de calidad y seguridad del suministro; así como también las líneas que construiremos para terceros, principalmente asociadas a la evacuación de energía y potencia de nuevas centrales hidroeléctricas. Esto ha implicado e implicará un fuerte incremento en la ejecución de proyectos

de la Compañía. Continuando con nuestro constante compromiso con la mejora continua de los productos y servicios que entregamos a nuestros clientes, es que durante el año 2010 se trabajó en el levantamiento, revisión y mejora de los procesos internos de la compañía, de sus sistemas informáticos de respaldo, y en el desarrollo y capacitación de su personal para el mejor desempeño hacia ustedes. Adicionalmente el año que terminó se desarrolló un programa de Administración de Riesgos Corporativos, con el objetivo de seguir avanzando en una compañía sólida, con procesos robustos, flexibles y seguros, que permitan estar bien preparados para cualquier situación futura.

A propósito de mejora en la atención que brindamos a nuestros clientes, a principios del segundo semestre recibimos con satisfacción los resultados de la Encuesta de Calidad de Servicio Eléctrico, aplicada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que exhibió una mejoría notable en los puntajes finales y las calificaciones obtenidas por las 4 distribuidoras. Esta encuesta es respondida por los clientes, quienes mejoraron su percepción acerca del servicio que brindamos. Una vez más, en este logro se muestra la dedicación de los empleados y los contratistas de la empresa.

En 2007 la empresa se introdujo al mercado del retail, comercializando electrónica y electrodomésticos con financiamiento en la cuenta de luz, marcando con ello una nueva relación de contacto con los clientes. Para profundizar esta relación y dar forma visible a esta línea de negocio, este año se creó Mas Cerca, una nueva marca para relacionar los productos y servicios para la familia y los hogares del sur del país.

Más Cerca fue también el inicio de un nuevo estándar para los centros de atención, que se irán implementando en el mediano plazo en la amplia zona de operación. El primer centro de atención con este nuevo diseño, se abrió en el populoso sector de Rahue, en Osorno, convirtiendo además a la ciudad base de la empresa, en la primera con mantener 2 oficinas de atención al cliente.

Desde el punto de vista financiero, durante el segundo semestre el Grupo Saesa vendió un bono de UF 4.000.000 para refinanciamiento de pasivos financieros, el cual obtuvo una muy buena recepción por parte del mercado financiero. Esto permitió mejorar las condiciones de nuestro financiamiento, aumentando además el plazo del crédito, con un menor costo financiero. El éxito de esta transacción se basó en la solidez financiera del Grupo Saesa, reflejada en su clasificación de riesgo corporativo, su liderazgo y experiencia en el sector eléctrico, el atractivo de la industria y al diseño de la estructura de la emisión, la que se ajustó adecuadamente a las necesidades actuales del mercado.

Como siempre, cada uno de nosotros, tanto trabajadores del Grupo como contratistas nos esforzamos en entregar cada día un mejor servicio a nuestros clientes. Es este grupo humano el principal activo de la empresa, por lo que aprovecho esta oportunidad para agradecer a ellos y sus familias por su trabajo y compromiso.

Esperamos que este reporte 2010 sea de interés y utilidad para ustedes, nuestros clientes y comunidad que atendemos a lo largo de toda nuestra zona.

Jorge Lesser García – Huidobro

Presidente

## **Visión Corporativa**

Somos “La Luz del Sur”, como tal queremos ser la empresa líder en el mercado eléctrico de distribución, transmisión, generación y negocios asociados.

Queremos ser reconocidos por nuestra excelencia en calidad de servicio y por nuestra contribución al crecimiento de las regiones donde desarrollamos nuestras operaciones.

## **Misión**

Entregamos la energía que respalda el bienestar de las comunidades donde operamos, proveemos soluciones a nuestros clientes y generamos rentabilidad de largo plazo a nuestros accionistas.

Propiciamos el crecimiento y desarrollo sustentable de la región, de nuestros clientes y de nuestros trabajadores.

## **Nuestros Valores**

### **Orientación al Cliente:**

Valoramos la satisfacción de nuestros clientes internos y externos. Lo asumimos como un desafío que nos apasiona, nos motiva y obliga a entregar el máximo para lograrlo.

### **Compromiso:**

Valoramos cumplir los compromisos que asumimos con la Autoridad y nuestros clientes externos e internos.

### **Franqueza:**

Valoramos el respeto, la franqueza y escuchar con apertura. Exponemos claramente los temas que pudieran afectar las relaciones interpersonales.

### **Liderazgo Compartido:**

Valoramos trabajar juntos en forma proactiva, ello nos permite identificar y aprovechar oportunidades, enfrentar juntos los desafíos y lograr las metas del equipo.

### **Integridad y Ética:**

Valoramos que todas nuestras acciones estén guiadas por la transparencia, la honradez y la rectitud, tanto en el ámbito profesional como en el público.

## Identificación de la Sociedad

Razón Social	Compañía Eléctrica Osorno S.A.
Nombre de Fantasía	Luz Osorno
Rol Único Tributario	96.531.500-4
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 4147010
Fax	(2) 4147009
Correo Electrónico	<a href="mailto:info@saesa.cl">info@saesa.cl</a>
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Entidades Informantes	Nº 116
Fecha Inscripción Registro de Entidades Informantes	09/05/2010
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988, otorgada en Notaría de Osorno de don Oscar Aníbal Henríquez. Extracto autorizado inscrito a fojas 46 vta Nº35 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Osorno del año 1988.

## Antecedentes Relevantes

### Cifras Operacionales

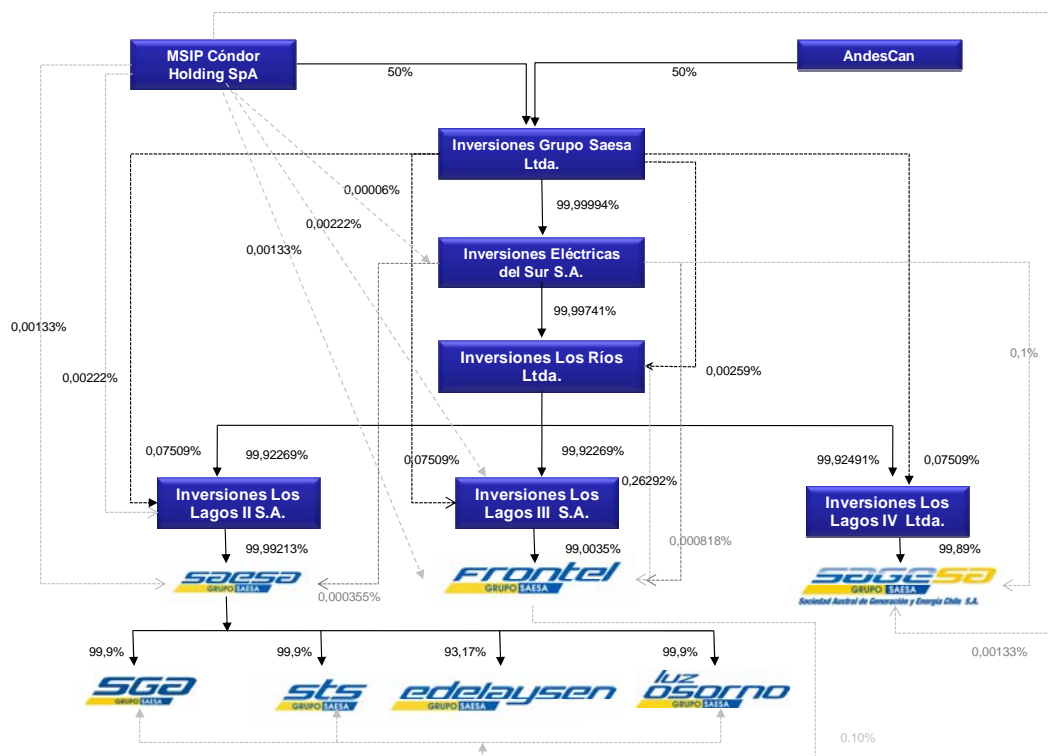
	2010	2009
Venta de Energía (GWh)	107	102
Clientes (Miles)	18	18
Trabajadores	21	21
Líneas AT (km)	0	0
Líneas MT (km)	3.598	3.572
Líneas BT (km)	602	568
MVA Instalados (MT/BT)	67	66

### Antecedentes Financieros

	MM\$ 2010	MM\$ 2009
Ingresos	11.277	12.217
Margen Bruto	2.762	3.201
Ganancia	984	1.253
Activos	17.890	17.192
Pasivos	4.336	3.850
Patrimonio	13.554	13.342
Inversiones	623	830
EBITDA	1.657	2.098

## Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador, Sociedad Austral de Electricidad S.A., posee un 99,9% de Luz Osorno, en forma directa.

## Propiedad y Control

Los accionistas de Luz Osorno son Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., con participaciones de 99,9% y 0,1%, respectivamente.



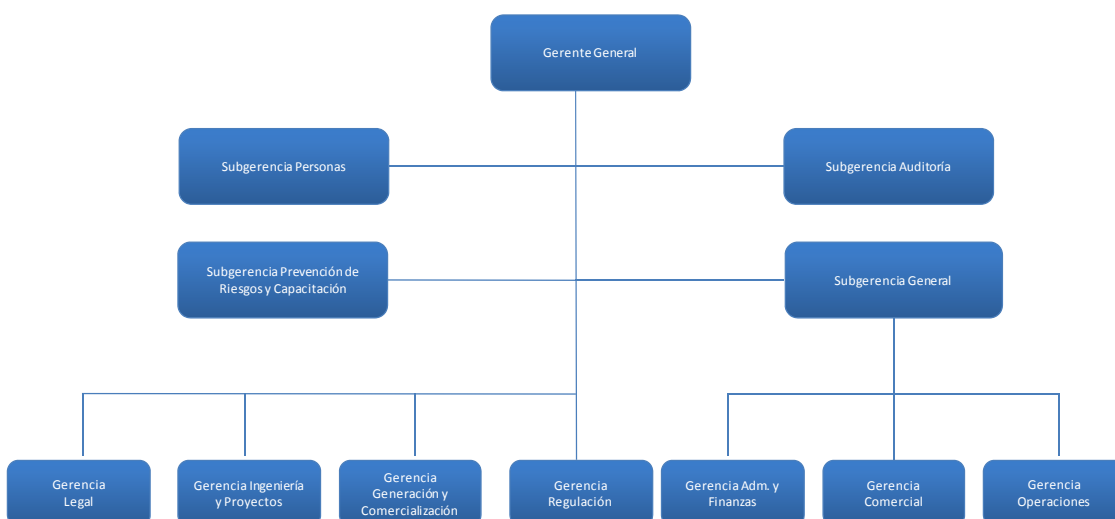
## Directorio

Presidente	Jorge Lesser García-Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Vicepresidente	Thomas Gray / Licenciado en Finanzas y Negocios Internacionales / Extranjero
Directores	Stacey Purcell / Ingeniero Comercial / Extranjera
	John Watt / Ingeniero Civil Químico / Extranjero
	Adil Rahmathulla / Bachiller en Administración y Comercio / Extranjero
	Kevin Kerr / Ingeniero Comercial / Extranjero
	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9

## Administración

Gerente General	Francisco Mualim Tietz / Ingeniero Civil / RUT 6.139.056-1
Subgerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6
Gerente Operaciones	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4
Gerente Adm. y Finanzas	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K
Gerente Comercial	Iván Reyes Trujillo / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 6.069.138-K
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7
Gerente Ingeniería y Proyectos (I)	Ramón Díaz Cortez / Ingeniero de Ejecución Eléctrico/ RUT 7.733.822-5
Gerente Regulación (I)	Francisco Mualim Tietz / Ingeniero Civil / RUT 6.139.056-1
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez / Ingeniero Ejecución en Electricidad / RUT 6.183.482-6
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7
Audidores Externos	Deloitte

## Estructura Organizativa



## Marcha de la Empresa

### Gestión de Personas

Con el objetivo de potenciar y fortalecer el desarrollo de sus trabajadores, durante el año 2010 el Grupo Saesa invirtió un total de \$330 millones en capacitación (que incluye franquicia Sence), lo que originó que recibieran 63.131 horas de capacitación. Éstas se entregaron a distintos grupos y áreas de las empresas del Grupo, capacitándolos en temas técnicos, de seguridad, formación y desarrollo, calidad de servicio, aplicación de tarifas y dirección de proyectos. Cabe destacar que logró el uso del 100% de la franquicia Sence.

Además, por sexto año consecutivo, el Grupo Saesa llevó a cabo el Programa de Becas y Financiamiento de Estudios, que concentró la participación de 46 trabajadores, de los cuales 36 recibieron beneficios para el desarrollo de programas de pre y postgrado en universidades e institutos del país. Durante estos seis años, alrededor de 198 trabajadores se han visto beneficiados con este innovador programa, 88 de los cuales ya están titulados.

Las empresas del Grupo Saesa, continúan con una relación abierta y colaborativa con sus cinco sindicatos, que en conjunto agrupan alrededor de 550 personas, equivalente al 68% de los trabajadores.

Uno de los proyectos destacados durante el año 2010 fue la implementación de carpetas virtuales de todos los trabajadores, que contienen toda la documentación de la relación laboral entre el trabajador y el empleador, lo anterior, con el objetivo de resguardar esta información en caso de siniestros.

Como es tradición, el Grupo Saesa llevó a cabo variadas actividades para reconocer y fomentar la integración entre los trabajadores y sus familias. Para ello, desarrolló actividades masivas a lo largo de toda su zona de concesión, donde participaron no sólo sus trabajadores, sino también los hijos de estos y sus cónyuges, destacándose entre ellas la entrega de distinciones a la excelencia académica de hijos de trabajadores, la celebración masiva del Día del Trabajador, premiación al mejor trabajador por zona, celebración de Navidad, y actividades especiales durante el mundial de fútbol de Sudáfrica y la conmemoración del Bicentenario en Fiestas Patrias..

Además, en la ciudad de Pucón, se realizó la 50ª Olimpiada del Grupo Saesa; encuentro anual en el que estuvieron invitados todos sus trabajadores y sus cónyuges, para que disfruten de un fin de semana de competencias deportivas, entretención y camaradería. Dentro de las actividades tradicionales de este evento se realizó la premiación por años de servicio, donde se reconoció a 20 trabajadores por sus 20, 25, 30, 35 y 40 años de servicio.

## Equipo de Trabajo:

	Total
Gerentes y ejecutivos principales	-
Profesionales y técnicos	16
Administrativos y electricistas	5
<b>Total</b>	<b>21</b>

## Gestión Comercial

Las actividades desarrolladas durante el año 2010 por el Grupo Saesa, se focalizaron en generar canales, productos y servicios orientados a responder de manera integral y oportuna a los requerimientos que plantean los clientes.

Los principales focos de atención del año 2010 estaban orientados al control de calidad y oportunidad de los productos, innovación en nuevos productos y servicios, y fidelización de los clientes.

### a) Equipos Electrógenos

Este servicio, denominado “corte de punta” y brindado a los clientes, se realiza en toda la zona de concesión del Grupo Saesa, ya sea como una solución de respaldo de energía, así como también como solución para disminuir los costos de las empresas en el horario de mayor demanda. También, el Grupo Saesa ha incorporado prestaciones adicionales al arriendo tradicional, según requerimientos de los clientes: servicio de operación, servicio de mantenimiento e inclusive de suministro de combustible para estas centrales.

En el año 2008 comenzaron con la instalación de 7 centrales, siguiendo el año 2009 con 4, con un aumento de 14 centrales adicionales instaladas en el año 2010. A la fecha, existen 25 centrales en instalaciones de clientes, con 38 grupos generadores y una potencia instalada de 30,4 MW.

### b) Equipos de Calidad y Continuidad de Suministro

Con el objeto de atenuar y eliminar el efecto que las perturbaciones eléctricas provocan sobre los procesos críticos de los clientes industriales, el Grupo Saesa realizó alianzas con empresas que han desarrollado innovadores sistemas de eliminación de cortes de tensión, interrupciones breves y sobre tensiones transitorias, a fin de poner estos equipos a disposición de los clientes.

En el año 2010 realizó con gran éxito el primer proyecto de instalación de equipo estabilizador de perturbaciones eléctricas cortas en una piscicultura ubicada en Calbuco, Región de Los Lagos. Esta experiencia ha servido para dar pie a otros negocios en este rubro.

c) Proyectos de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)

Desde la entrada en vigencia del Decreto Supremo 244/2005, que busca dar un incentivo a la instalación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), las empresas distribuidoras del Grupo Saesa han sido las que mayor cantidad de proyectos han recibido, totalizando más de 65 con solicitud de información acogidos y 10 proyectos conectados.

Durante el año 2010, conectaron 4 centrales hidroeléctricas de pasada: Central Trueno (6 MW), en la localidad de Lautaro, Doña Hilda (0,4 MW), en Lago Ranco, Corrales (0,8 MW) y Dongo (6 MW), en Chonchi - Chiloé. Desde la entrada en vigencia del decreto el Grupo Saesa ha conectado 33 MW.

d) Proyecto Puyehue-Rupanco

Este proyecto de transmisión se está desarrollando en la Región de Los Lagos, y su ubicación será en torno a los lagos Puyehue y Rupanco. A través de este proyecto el Grupo Saesa evacuará la potencia y energía de 11 centrales hidroeléctricas de pasada, pertenecientes a distintos inversionistas que totalizan más de 100 MW de potencia.

El proyecto consiste en diseñar y construir aproximadamente 135 km de línea de 110 kV, desde los sectores Casualidad, Paraíso y Río Blanco, ubicado al oriente de Osorno, y alrededor de 34 km de línea de 220 kV desde las cercanías de Entre Lagos hasta Osorno, donde se conectará a través de un paño de 220 kV en la futura Subestación Pilauco. El proyecto contempla, a su vez, el diseño y construcción de una subestación elevadora de 180 MVA 110/220 kV, Subestación Antillanca, que interconectará las líneas en las cercanías de Entre Lagos.

Para el desarrollo, tramitación y ejecución del proyecto considera: la Subestación Antillanca, el paño de llegada a la Subestación Pilauco y 6 tramos de línea que componen la línea a desarrollar por la filial STS.

Durante el año 2010, el Grupo Saesa finalizó la ingeniería de las líneas de los 6 tramos y de la Subestación Antillanca. Presentó además las Declaraciones de Impacto Ambiental de la línea al SEA, a la fecha 4 tramos de línea y la subestación ya se encuentran aprobados.

En el mes de noviembre de 2010 inició la construcción de la Plataforma y Cierros de la Subestación Antillanca, siendo un hito de gran importancia para la construcción del proyecto Puyehue-Rupanco.

La primera etapa del proyecto culminará en junio del año 2012, fecha de puesta en servicio de las primeras centrales.

e) Nuevas Opciones Tarifarias

Orientados en satisfacer los nuevos requerimientos de los clientes y brindar soluciones a sus inquietudes, durante el año 2010 se establecieron dos nuevas tarifas de distribución, que corresponden a Tarifas Flexibles Reguladas, orientadas a dos segmentos de clientes:

- Servicio de Demanda Flexible. Orientada a clientes que desean resguardarse de posibles errores de operación de su planta, generando consumos puntuales en sus procesos en “horario de punta”.
- Tarifa Especial de Carga Desconectable.

f) Venta de Materiales y Equipos

Como nuevo modelo de negocio, durante el año 2010, el Grupo Saesa comenzó a ofertar materiales y equipos eléctricos a diferentes clientes de las empresas del Grupo, principalmente a empresas constructoras, inmobiliarias y clientes industriales.

Este modelo de negocio se basa en la relación con el cliente, unido a disponibilidad de stock, precio y financiamiento.

Los principales productos vendidos son: conductores, transformadores y equipos de poder.

g) Ejecución de Obras de Proyectos Especiales

Con el objetivo de satisfacer las necesidades de los clientes, el Grupo Saesa durante el año 2010, dio los primeros pasos en el desarrollo de una nueva línea de servicio que corresponde a la instalación eléctrica interior para clientes industriales. Con este nuevo servicio, las empresas del grupo pasaron a transformarse en un socio estratégico de sus clientes.

Durante este año comenzó con la ejecución de la instalación eléctrica interior del Nuevo Terminal de Buses y Hotel de la Ciudad de Puerto Montt.

h) Crecimiento del Negocio de Retail

Durante el año 2010 comenzó la incorporación de nuevas marcas a las distintas líneas de productos y servicios, iniciando el modelo de vendedor propio multimarcas.

Dentro del crecimiento del negocio del retail, el Grupo Saesa abrió la oficina comercial satélite en el sector de Rahue, Osorno. Esta oficina adopta la nueva imagen corporativa, en la que se concilia el mundo del negocio de venta de energía con el de retail, bajo un mensaje de bienestar a los clientes.

En el segmento de la venta de seguros se comenzó a trabajar con nuevas propuestas, como lo son el seguro de Degravamen, seguro Obligatorio y Permiso de Circulación, que marcó el inicio del modelo de ventas por Internet.

i) Fidelización de Grandes Clientes

Con el propósito de mantener informados a sus clientes y generar un estímulo positivo en la fidelización, el Grupo Saesa continúa enviándoles mensualmente el boletín informativo. En éste se incluye información relacionada con el negocio de distribución, variaciones de precio, nuevos procedimientos de atención y ofertas de productos y servicios enfocados y dirigidos a sus procesos productivos.

Durante este año, realizó el lanzamiento masivo de su página web orientada a los grandes clientes. En este sitio se entregan ofertas de productos y servicio dirigidos a cada uno de

ellos, debido a que la base de clientes se encuentra segmentada por rubro o actividad económica, es decir focalizada en sus necesidades.

Durante el año 2010, las empresas retomaron los Paneles de Clientes; reunión en la que participan clientes importantes de la zona, que tienen como objetivo un acercamiento directo con ellos, en los cuales se les da a conocer los distintos negocios que se encuentran disponibles, además de contarles las inversiones que desarrolla la Compañía para mejorar la calidad del servicio prestado y mayores detalles del funcionamiento de la Empresa. Este año se realizaron paneles de clientes en las zonas de Osorno y Puerto Montt.

Como un servicio para la fidelización, el Grupo Saesa está ofertando a sus clientes el servicio de telemedida, el cual consiste en el acceso a los registros de energía activa y reactiva de su equipo de medida, lo que les permite un control de sus consumos cada 15 minutos, actualizado hasta las 24:00 horas del día anterior a su consulta. El acceso es a través de la página web. De esta forma, los clientes tienen acceso a sus consumos diarios, lo que les permite analizar y proyectar sus consumos en el tiempo. A diciembre del año 2009, la Empresa contaba con 122 servicios telemedidos, mientras que a diciembre de 2010 cuenta con un total de 226 clientes con este servicio.

#### j) Call Center de Grandes Clientes

Una de las razones principales por las que el Grupo Saesa creó el Call Center Grandes Clientes, fue la necesidad de poder brindar a sus grandes clientes una respuesta oportuna frente a condiciones de carencia de suministro de electricidad, sea por fallas internas en sus instalaciones o externas asociadas a la red. Con orgullo, las empresas del grupo, hoy pueden decir que a través de este canal han abordado adecuadamente la necesidad que inicialmente habían detectado. Hoy, adicionalmente, este canal de comunicación esta siendo aprovechado para orientar a los clientes en los distintos negocios disponibles y realizar seguimiento a las ofertas entregadas.

### Electrificación Rural

A través de los años, el Grupo Saesa ha centrado su interés en abordar la electrificación de los sectores rurales que aún no cuentan con energía eléctrica, lo que se ha realizado en forma constante. Debido a esto se ha demostrado una participación activa y destacada en el Programa de Electrificación Rural (PER) impulsado por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Durante el año 2010 se terminaron de construir los siguientes proyectos:

	Nº Proyectos Terminados	Presupuesto (M\$)	Beneficiarios
Total	1	749.672	171

Cada uno de los proyectos terminados y en construcción ratifica el compromiso con las comunidades donde operan las empresas del grupo. Estas obras son financiadas por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), la Empresa y los beneficiarios de los proyectos. La

ruralidad, en muchos casos extrema, que se vive en la zona sur del país, hacen invaluable el aporte de la electrificación en el progreso de estas comunidades.

Para el año 2011 ha firmado 3 nuevos convenios con un presupuesto estimado de más de 640 millones. Estos nuevos proyectos beneficiarán a más de 126 familias.

### **Medio Ambiente**

Durante el año 2010, el Área Medio Ambiente, en cooperación con CONAF IX, X, XI y XIV Región, reforestó 106 ha de bosque, a lo largo de toda la zona de concesión, con más de 300.000 plantas de especies nativas.

La gestión de los residuos peligrosos generados por la operación, continúa siendo parte importante del compromiso del Grupo Saesa con el medio ambiente, por lo que para el año 2010, se retiraron desde diversas instalaciones de las empresas del Grupo, aproximadamente 10.000 litros de aceites de motor usados, para su posterior tratamiento y reutilización, 322 toneladas de residuos sólidos y líquidos, los que fueron derivados a sitios autorizados para su tratamiento y disposición final. Por último, se recolectaron 740 kg de papel blanco destinados a reciclaje.



## Línea de Tiempo

- 1988:** El 11 de enero, la Sociedad fue constituida como sociedad anónima cerrada, con el nombre de "Sociedad de Generación y Distribución Eléctrica S.A.".
- 1991:** El 11 de abril, en Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de \$246.780.000 millones de pesos, dividido en 12.339 acciones nominativas sin valor nominal.
- 1994:** La segunda Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 21 de julio, aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de \$554.052.283 millones de pesos, dividido en 20.000 acciones nominativas sin valor nominal.
- 1995:** En la Tercera Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 21 de agosto, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de \$734.654.284 millones de pesos, dividido en 500 acciones nominativas sin valor nominal. Asimismo, se modificó el artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose el Directorio de 3 a 5 miembros.
- 1996:** La sexta Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 15 de abril, aprobó la modificación del artículo primero de la sociedad, en lo que dice relación a la razón social de la sociedad, pasando a denominarse "Compañía Eléctrica Osorno S.A.", pudiendo usar conjunta o alternativamente los nombres de fantasía "CREO S.A." y/o "Gedelsa".
- 1998:** En Séptima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 8 de julio, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de \$6.930.875.844 millones de pesos, dividido en 7.645 acciones nominativas sin valor nominal.
- 1999:** La Décima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 6 de agosto, aprobó la modificación del artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose la composición del Directorio de 5 a 7 miembros.
- Con fecha 11 de noviembre, Saesa y Frontel compraron a CREO Ltda. y Pulelfu S.A., las acciones que dichas sociedades poseían en Compañía Eléctrica Osorno S.A., adquiriendo Saesa el 99,9% de las acciones y Frontel el 0,1% de la Sociedad.
- 2002** En Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 19 de agosto, se aprobó la modificación del artículo quinto de la Sociedad, disminuyéndose de 7 a 5 el número de Directores.
- 2003:** Para dar cumplimiento a lo establecido en el contrato de compra, fue modificado el nombre de fantasía de CREO S.A. a Luz Osorno.
- 2004:** En el mes de noviembre se dio inicio al Plan Rumbo al Sur, que pretende poner un énfasis especial en los clientes, bajo cuatro pilares fundamentales: Pasión por el cliente, excelencia operacional, nuevo estilo de trabajo y foco en los resultados.

Adicionalmente, se introdujeron cambios a la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando temas importantes para el desarrollo de la

Compañía y reforzar su presencia regional para estar más cerca de los clientes.

Se puso también en marcha un plan especial de calidad de servicio, con el propósito de obtener en el corto plazo resultados concretos en el mejoramiento de la calidad de servicios, dando respuestas más ágiles a los requerimientos técnicos y comerciales de nuestros clientes.

- 2005:** Se reestructuró el organigrama de la Empresa, buscando abordar con éxito los desafíos del año 2005. En octubre, el Grupo Saesa anunció la inversión de US\$MM 24 para el año 2005 y el año 2006, destinados a ampliar las redes de abastecimiento y mejorar la infraestructura y tecnología en pos de la calidad del servicio.
- 2006:** La empresa cumple con su compromiso de elevar los índices de calidad de servicio alcanzando los indicadores exigidos por la autoridad del sector, gracias a una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones.
- 2007:** En agosto Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General. Se cumplen y superan los objetivos fijados para calidad de servicio. Indicadores urbanos y rurales presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.
- 2008:** El 24 de julio el consorcio integrado en partes iguales por los fondos de inversión Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Fund, adquieren la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.
- 2009:** Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$830 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.

Luz Osorno en conjunto con su Matriz Saesa y su relacionada 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.

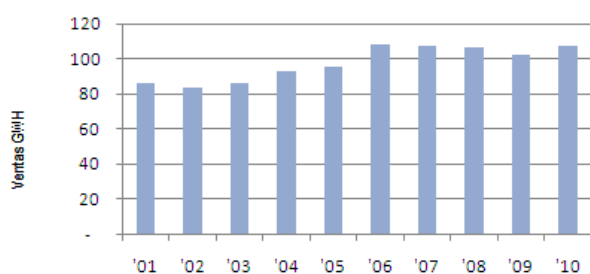
## Actividades de la Sociedad

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

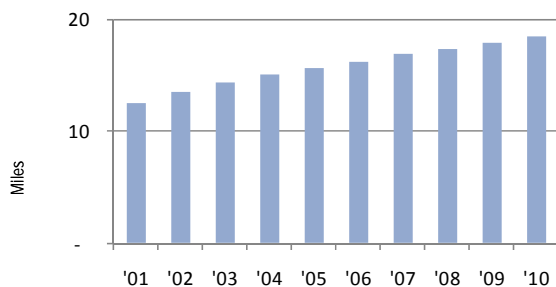
Sus principales proveedores de energía durante el ejercicio fueron Saesa y SGA, y

un porcentaje menor fue suministrado por Puyehue.

En el ejercicio 2010 se efectuaron inversiones por \$623 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.



Las ventas de energía durante el 2010 alcanzaron a 107 GWh, manteniendo los niveles del año 2009.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 18 mil clientes

## Factores de Riesgo

El mercado eléctrico presenta un bajo riesgo debido a su condición de monopolio natural. Al operar en zonas de concesión determinadas y entregar un servicio de primera necesidad, el riesgo comercial se encuentra acotado.

Los principales riesgos a los que está expuesta la Sociedad son los siguientes:

### Riesgo Regulatorio

- *Cambio de la regulación*

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

Cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Compañía y la industria eléctrica dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

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 del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del sistema eléctrico.

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

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

Desde fines del 2009 y durante el transcurso del 2010, la Autoridad Ejecutiva y Legislativa ha venido anunciando y mostrado una serie de señales relacionadas con su intención de promover nuevas modificaciones legales en materias tales como:

- Introducción de mecanismos de participación de las distribuidoras en la promoción de la eficiencia energética;
- Perfeccionamiento al régimen de tramitación y obtención de concesiones para el transporte de electricidad;
- Nuevas iniciativas relacionadas con las ERNC; y
- Otras relacionadas con materias de facturación y prestación de los servicios prestados por la distribuidora, canalización de instalaciones.

Asimismo, actualmente se encuentra ingresado en el Congreso un potencial proyecto de ley, que podría afectar los ingresos de las distribuidoras, toda vez que pretende modificar varios aspectos relacionados con el proceso tarifario distribución, en particular, reemplazar el

mecanismo denominado de 2/3 y 1/3, por uno de similares características al que se utiliza para el proceso tarifario de transmisión troncal.

En materias de reglamentos, durante el desarrollo del 2009 y 2010, la Comisión ha mostrado avances en la elaboración e intención de una pronta publicación de una serie de reglamentos, relacionados con diversas materias tales como la transmisión (troncal, subtransmisión y adicional), precios de nudo, servicios complementarios, además de otras modificaciones o perfeccionamiento en materias de licitaciones y otras normas relacionadas con la seguridad y calidad de servicio.

- ***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. Sin embargo, habida consideración a la importante reducción o desaceleración experimentada por la demanda en los últimos años y una lenta proyección de recuperación, es que, en el último proceso tarifario de distribución, se observan moderadas disminuciones en las tarifas por efectos de las economías de escala.

Además, como se mencionara antes, existe una iniciativa del Ejecutivo para reemplazar el mecanismo de 2/3 y 1/3 en la determinación de los precios para el Valor Agregado de Distribución, por uno que considere un Comité integrado por diversos representantes de distintos actores relacionados con el servicio de distribución (Autoridad, empresa y usuarios) que encargará un estudio por Área Típica sobre el cual la Autoridad propondrá las tarifas, y que podrá ser sujeto de discrepancias ante el Panel de Expertos.

- ***Fijación de tarifas de servicios asociados a la distribución***

Las tarifas de los servicios asociados a la distribución de energía eléctrica (SSAA) son fijadas, de acuerdo a la Ley, cada cuatro años, con ocasión del proceso tarifario de distribución. Los cambios en estas tarifas pueden afectar los resultados de la Empresa.

Como parte del proyecto de modificación al proceso tarifario de distribución, la Autoridad considera una mayor vinculación entre la prestación del servicio principal de distribución eléctrica con el ejercicio tarifario de los servicios asociados, obviamente, con el objeto de recoger las economías por la prestación de ambos servicios en los precios resultantes (VAD y SSAA)

Adicionalmente, es del caso mencionar que tanto la Fiscalía Nacional Económica (FNE) como la SEC han mostrado interés, desde el año 2009 y durante el 2010, en recopilar antecedentes relacionados con la prestación tanto de los SSAA ya regulados, como de aquellos otros servicios que las empresas estén ofreciendo en su calidad de servicio asociado No regulado. En este sentido, no extrañaría que esto tenga algún efecto en el próximo proceso tarifario del 2012.

- ***Fijación de tarifas de subtransmisión***

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD. Sin embargo, el primer proceso de cálculo comenzó a mediados de 2005 y entregó sus primeros resultados a mediados de 2006 para que la CNE elaborara el Informe Técnico que a fines de ese mismo año puso en conocimiento de las empresas, las que recurrieron con discrepancias ante el Panel de Expertos.

Una vez comunicados los dictámenes del Panel, a principios de 2007, la Comisión procedió a elaborar un nuevo Informe Técnico definitivo, sobre el cual se sustenta el primer decreto de subtransmisión. En enero de 2009 fueron publicadas las fórmulas tarifarias de subtransmisión que regirán desde enero de 2009 hasta fines del 2010.

Así, un nuevo proceso tarifario comenzó hacia mediados del 2009. Esto, permitió que en agosto de 2010 las empresas propietarias de instalaciones calificadas de subtransmisión, en alguno de los 7 sistemas (1 en el SING y 6 en el SIC) definidos por la CNE, entregaran los respectivos estudios por sistema, a partir de los cuales la CNE debió entregar en diciembre de 2010 su Informe Técnico, sin embargo, dicha entrega fue postergada para mediados del primer semestre del 2011 y con ello, se ha postergado el resto del proceso tarifario que incluye la revisión de las empresas, la presentación de discrepancias ante el Panel de Expertos, su respectivo Dictamen y posterior publicación del Decreto con las nuevas tarifas.

Por lo tanto, ya se han dado las condiciones de hecho para que las tarifas del primer proceso extiendan su aplicación transitoria a partir de noviembre de 2010 y con ello, las nuevas tarifas de Subtransmisión requieran de una aplicación retroactiva desde su publicación. Adicionalmente, se espera que las nuevas tarifas sean aplicables bajo una nueva normativa, específicamente un reglamento de subtransmisión, el cual se encontraría en pleno proceso de elaboración.

- ***Fijación de tarifas en Sistemas Medianos***

De acuerdo a la legislación vigente durante fines del 2009 y gran parte del año 2010, se realizó un nuevo proceso de revisión y determinación de los costos de generación y transmisión, en los sistemas denominados medianos, cuya capacidad instalada de generación es superior a 1.500 KW e inferior a 200 MW. En esta situación se encuentran los sistema de Cochamó, Hornopirén, Aysén, General Carrera y Palena, todos operados por empresas del Grupo Saesa.

En efecto, durante el segundo semestre del 2010, la CNE hizo llegar a las empresas el Informe Técnico con los nuevos precios de generación y transporte aplicables a partir de noviembre de 2010. Sin embargo, al no dictarse aún los respectivos decretos tarifarios, los precios del proceso anterior han extendido transitoriamente su vigencia hasta que los nuevos precios sean publicados y comiencen a regir de manera retroactiva. Viene al caso mencionar, que dichos nuevos precios se adicionarán a los costos de distribución para establecer los precios que finalmente se apliquen y traspasen a los clientes finales en sus cuentas.

- ***Competencia relevante***

Las empresas de distribución de energía eléctrica tienen un bajo nivel de competencia para clientes sujetos a regulación de precio en sus zonas de concesión, salvo algunas cooperativas (algunas de ellas con altos costos fijos) o respecto de clientes que no representan más del 3,5% de los clientes de la Sociedad. Sin embargo, a futuro no se puede asegurar que prevalezcan estas condiciones de escasa competencia.

Respecto de la subtransmisión, no existen amenazas de competencia relevante en las instalaciones actuales que afecten los ingresos. Por el contrario, habría oportunidades de expansión, ya que existen áreas donde se distribuye energía eléctrica en que no se tiene instalaciones de subtransmisión y en donde se están usando instalaciones de terceros. La nueva forma de tarificar la subtransmisión hace el negocio más atractivo.

- ***Calidad del suministro***

El marco regulatorio del sector eléctrico establece ciertos requisitos a las empresas distribuidoras, que dicen relación con la calidad de servicio que deben entregar a sus clientes, tanto desde el punto de vista de la atención comercial, como de la calidad del producto. De no cumplir estos requerimientos, las empresas distribuidoras pueden ser objeto de sanciones por parte de la SEC, tales como multas o compensaciones a los usuarios del servicio.

Al respecto, viene al caso mencionar que a principios del 2009 se introdujeron modificaciones a la Norma Técnica sobre definición de zonas rurales e índices de calidad de servicio, que establecen exigencias de calidad de servicio diferenciadas en función del grado de ruralidad de las instalaciones eléctricas con las que se presta el servicio de distribución. Asimismo, durante el transcurso del 2010 la Autoridad también introdujo una serie de modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en materias de transmisión (Subtransmisión y Troncal), a propósito de los eventos que afectaron la continuidad y seguridad de suministro eléctrico, a consecuencia del terremoto que afectó una amplia zona del territorio nacional durante febrero de 2010.

- ***Contratos de Suministro***

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

Hasta el 31 de diciembre del 2009, Luz Osorno no contaba con contratos de suministro para el 100% de su demanda regulada, razón por la cual, mediante la Resolución Ministerial N° 88, se le permitía comprar energía a precio de nudo a las generadoras del Sistema Interconectado Central (SIC) para atender a sus clientes regulados, traspasando el costo a todos los clientes regulados del sistema a prorrata.

Por otra parte, a partir del 1° de enero del año 2010 el suministro se ha venido entregando en virtud de la entrada en operación de los contratos adjudicados a Endesa, Colbún y Campanario, como resultado de la adjudicación de los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de la demanda destinada a clientes regulados estimada para el 2010. Dichos contratos de suministro tendrán una duración promedio de 10 años.

Sin perjuicio de lo anterior, la implementación de dichos contratos ha traído consigo algunas dificultades relacionadas con la cadena de pago, porque los precios de compras de las distribuidoras han sufrido varias y seguidas indexaciones principalmente al alza las que han debido esperar para ser traspasadas a los clientes finales, a la espera de la “toma de razón” que la Contraloría General de la República (CGR) debe realizar a los decretos con que la Autoridad autoriza dicho traspaso.

- ***Abastecimiento de Energía para el Sistema Eléctrico Chileno***

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

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

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



- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino.

En la actualidad hay centrales eléctricas en construcción por una capacidad cercana a los 1.750 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2011 – 2013). De éstas, las más importantes son la Central Carbón Santa María de Colbún (343 MW), Central Carbón Bocamina II (342 MW) de Endesa, Central Carbón Campiche (242 MW) de AES Gener, Central Hidroeléctrica de Embalse Angostura (316 MW) de Colbún y otras. En razón de lo anterior, la oferta de energía en el mediano plazo se debiera expandir siguiendo la demanda. Sin embargo, debido a la variabilidad hidrológica y el suministro de gas desde Argentina, el suministro para el sistema no se puede garantizar. En el largo plazo, existen grandes proyectos como el Proyecto Aysén para suplir el crecimiento de la demanda.

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo a los últimos pronósticos de deshielo encargados por el CDEC-SIC, el crecimiento que ha experimentado la demanda y el déficit de agua embalsada que estarían registrando los embalses, hace prever que existe una probabilidad no despreciable de que el suministro de corto y mediano plazo se realice de manera muy ajustada, razón por la cual la Autoridad estaría evaluando la dictación de un decreto con medidas para reducir las posibilidades de un racionamiento.

Por otro lado, el Gobierno está incentivando el desarrollo de proyectos de generación en base a energías renovables, como los son las eólicas, biomasa, geotérmica, minihidro, entre otras. Además, no se descarta la incorporación de centrales nucleares en el futuro.

Con el objeto de resguardar las actividades en la industria en que participa, la Sociedad posee para sus instalaciones pólizas de seguros de acuerdo con lo las prácticas habituales de la industria.

- ***Riesgos de Mercado***

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 85% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales.

Por otro lado, cerca del 47% de la deuda financiera está a tasa fija, un 37% a tasa variable y un 15% a tasa variable pero protegida por un Cross Currency Swap

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



## Gestión Financiera

### Utilidad Liquida 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 2010 quedaría determinada por los siguientes montos:

	M\$
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	1.253.298
Pérdidas acumuladas	-
Dividendos distribuidos con cargo al ejercicio 2010	-
<b>Utilidad Liquida Distribuible ejercicio 2010</b>	<b>1.253.298</b>

### Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad entre el 2004 y 2010 son los siguientes:

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N°5	29/05/04	87.743	2003
Final N° 6	27/05/05	57.541	2004
Final N° 7	26/05/06	81.639	2005
Final N° 8	26/05/07	98.843	2006
Final N° 9	23/05/08	30.143	2007
Final N° 10	25/05/09	68.519	2008
Final N° 11	31/05/10	114.192	2009

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N° 12 de \$ 75.997 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12. 10. Este dividendo representa alrededor de un 59% de la utilidad.

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

### Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

	M\$
A pagar dividendo final N° 12	581.000
A resultados retenidos	672.298
<b>Utilidad Liquida Distribuible ejercicio 2010</b>	<b>1.253.298</b>

### Capital Social

Al 31 de diciembre de 2010 el capital suscrito y pagado de la Sociedad ascendía a M\$10.557.505, distribuido en 7.815 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 2010 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	10.557.505
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.462.181
Otras reservas	248.539
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>13.268.225</b>

### Directorio

Con fecha 10 de septiembre de 2010 se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Lawrence S. Coben. En su reemplazo se designó al señor Iván Díaz - Molina.

Adicionalmente, con fecha 16 enero de 2011 presentó su renuncia al cargo de Presidente y Director de la Sociedad el señor Pedro Pablo Errazuriz D. En relación con lo anterior, con fecha 25 de enero de 2011, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir, por unanimidad, como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como

Vicepresidente al señor Thomas Gray. Por otra parte, el cargo vacante dejado a la renuncia del señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez se mantendrá hasta que la próxima Junta Ordinaria de Accionistas elija los miembros del Directorio.

### 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:

	2010	2009
Jorge Lesser G.	1.524	524
Iván Díaz M.	384	-
Pedro Pablo Errázuriz D.	1.525	-
Lawrence Coben	1.280	795
<b>Total</b>	<b>4.713</b>	<b>1.319</b>

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 General Ordinaria de Accionistas fijar la remuneración de los Directores para el ejercicio 2010.

No existen remuneraciones percibidas por Gerentes y principales ejecutivos de la sociedad durante el ejercicio 2010.

Durante el año 2010, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de Luz Osorno.

## Información Financiera

### Políticas de Inversión y Financiamiento

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

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

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

### Política de Dividendos

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

### Propiedades y Seguros

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, Luz Osorno posee para sus instalaciones pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria.

## Hechos Relevantes

En consideración al terremoto que afectó a gran parte del territorio nacional el 27 de Febrero de 2010, y que dicen relación con los efectos e impactos que se hayan producido o puedan producirse en la situación financiera de la Sociedad como consecuencia del citado hecho, la Sociedad informó el 3 de marzo de 2010 según lo requerido por la Superintendencia de Valores y Seguros el estado de las operaciones, deterioro de sus instalaciones y seguros comprometidos.

Los costos identificados hasta la fecha están incluidos en los presentes estados financieros en Otros Gastos por naturaleza, y no son materiales. Estos montos tienen cobertura de seguro.

Con fecha 13 de abril de 2010, el Directorio acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 30 de abril de 2010, con el fin de someter, dentro de otras materias, a aprobación de los señores accionistas la distribución de dividendos y el destino de las utilidades.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 30 de abril de 2010, se aprobó el pago por concepto de dividendos finales de \$114.192 por acción.

Con fecha 10 de septiembre de 2010 el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Lawrence S. Coben. En su reemplazo se designó al señor Iván Díaz - Molina.

## Declaración de Responsabilidad



---

*Jorge Lesser G.*



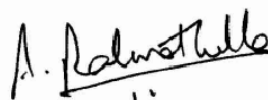
---

*Thomas Gray*



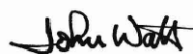
---

*Stacey Purcell*



---

*Adil Rahmathulla*



---

*John Watt*



---

*Kevin Kerr*



---

*Iván Díaz - Molina*



---

*Francisco Mualim T.*

# Estados Financieros Resumidos

**Compañía Eléctrica Osorno S.A. - Luz Osorno**  
Inscripción Registro de Entidades Informantes N°116

**Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009)**

	31/Dic/2010	31/Dic/2009	01/Ene/2009
<b>M\$</b>			
<b>ACTIVOS</b>			
Activos Corrientes	3.917.168	3.360.421	3.185.562
Activos No Corrientes	13.972.413	13.831.868	13.687.212
<b>Total Activos</b>	<b>17.889.581</b>	<b>17.192.289</b>	<b>16.872.774</b>

	31/Dic/2010	31/Dic/2009	01/Ene/2009
<b>M\$</b>			
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>			
Pasivos Corrientes	3.574.912	2.467.242	2.544.661
Pasivos No Corrientes	760.654	1.382.872	1.476.542
<b>Total Pasivos</b>	<b>4.335.566</b>	<b>3.850.114</b>	<b>4.021.203</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>13.554.015</b>	<b>13.342.175</b>	<b>12.851.571</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>17.889.581</b>	<b>17.192.289</b>	<b>16.872.774</b>

**Estados Consolidados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2010 y 2009)**

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
<b>M\$</b>		
Margen Bruto	2.761.950	3.200.915
<b>Ganancia Antes de Impuesto</b>	<b>1.125.694</b>	<b>1.515.215</b>
Impuesto a las Ganancias	(141.661)	(261.917)
<b>Ganancia</b>	<b>984.033</b>	<b>1.253.298</b>

**Estados Consolidados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2010 y 2009)**

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
<b>M\$</b>		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	1.403.380	1.681.041
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(730.974)	(920.010)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(496.442)	(803.041)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(43)	-
<b>Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>175.921</b>	<b>(42.010)</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	491.111	533.121
<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final</b>	<b>667.032</b>	<b>491.111</b>

**Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2010 y 2009)**

	31/Dic/2010	31/Dic/2009
	<b>Total Cambios en Patrimonio Neto</b>	<b>Total Cambios en Patrimonio Neto</b>
<b>M\$</b>		
Saldo Inicial Reexpresado	13.342.175	12.851.571
Cambios en Patrimonio	211.840	490.604
<b>Saldo Final Periodo Actual</b>	<b>13.554.015</b>	<b>13.342.175</b>



# Estados Financieros

## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas de  
Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Compañía Eléctrica Osorno S.A. al 31 de diciembre de 2010 y 2009, del estado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2009 y de los correspondientes estados integral de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de Compañía Eléctrica Osorno S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base en las auditorías que efectuamos.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía Eléctrica Osorno S.A. al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y al 1 de enero de 2009, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Marzo 09, 2011



Raúl Aguirre G.  
RUT: 7.572.405-5

**COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A**
**Estados de Situación Financiera Individual**

Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/12/10	31/12/09	1/01/09
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	667.032	491.111	533.121
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	2.747.176	2.476.418	2.325.924
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	210.161	330.776	1.077
Inventarios	8	197.484	51.612	47.900
Activos por Impuestos Corrientes	9	89.485	-	269.274
Otros Activos no Financieros, Corrientes		5.830	10.504	8.266
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>3.917.168</b>	<b>3.360.421</b>	<b>3.185.562</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>				
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	20.332	20.731	13.133
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	10	24.351	24.351	24.351
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	11	13.887.544	13.734.083	13.606.247
Activos por Impuestos Diferidos	12	40.186	52.703	43.481
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>13.972.413</b>	<b>13.831.868</b>	<b>13.687.212</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>17.889.581</b>	<b>17.192.289</b>	<b>16.872.774</b>

**COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A**
**Estados de Situación Financiera Individual**

Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009

(En miles de pesos)

<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31/12/10</b>	<b>31/12/09</b>	<b>1/01/09</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	13	-	176.418	186.898
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	15	1.488.554	429.335	242.552
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	1.606.573	729.821	789.345
Otras Provisiones a Corto Plazo	16	40.421	144.850	54.088
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	123.480	157.838	169.328
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	17	257.678	765.603	1.047.063
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	16	58.206	63.377	55.387
<b>Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>		<b>3.574.912</b>	<b>2.467.242</b>	<b>2.544.661</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>3.574.912</b>	<b>2.467.242</b>	<b>2.544.661</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	13	-	693.797	888.352
Pasivo por Impuestos Diferidos	12	728.996	655.670	563.721
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		233	231	142
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	16	31.425	33.174	24.327
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>760.654</b>	<b>1.382.872</b>	<b>1.476.542</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
Capital Emitido	18	10.557.505	10.557.505	10.806.044
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	18	2.747.971	2.536.131	2.045.527
Otras Reservas	18	248.539	248.539	-
<b>Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>13.554.015</b>	<b>13.342.175</b>	<b>12.851.571</b>
Participaciones No Controladoras	18	-	-	-
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>		<b>13.554.015</b>	<b>13.342.175</b>	<b>12.851.571</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>17.889.581</b>	<b>17.192.289</b>	<b>16.872.774</b>

**COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A**  
**Estados de Situación Financiera Individual**  
 Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009  
 (En miles de pesos)

Estado Resultados Integrales	NOTA	01/01/2010 al 31/12/2010 M\$	01/01/2009 al 31/12/2009 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	19	10.920.446	12.020.324
Otros ingresos, por Naturaleza	19	356.422	196.362
Materias Primas y Consumibles Utilizados	20	(8.514.918)	(9.015.771)
Gastos por Beneficios a los Empleados	21	(252.156)	(245.179)
Gasto por Depreciación y Amortización	22	(481.269)	(557.172)
Otros Gastos por Naturaleza	23	(852.697)	(857.938)
Otras Ganancias (Pérdidas)		-	(7.901)
Ingresos Financieros	24	10.832	18.514
Costos Financieros	24	(44.824)	(51.721)
Diferencias de Cambio	24	(45)	-
Resultados por Unidades de Reajuste	24	(16.097)	15.697
<b>Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto</b>		<b>1.125.694</b>	<b>1.515.215</b>
Gasto por Impuestos a las Ganancias	12	(141.661)	(261.917)
<b>Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas</b>		<b>984.033</b>	<b>1.253.298</b>
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>984.033</b>	<b>1.253.298</b>
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora			
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras			
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>984.033</b>	<b>1.253.298</b>
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	128.715,8927	163.936,9523
<b>Ganancia (pérdida) por Acción Básica</b>	<b>\$/acción</b>	<b>128.715,8927</b>	<b>163.936,9523</b>

**COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A**  
**Estado de cambios en el patrimonio neto**

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009  
(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				
<b>Saldo Inicial al 01/01/2010</b>	<b>10.557.505</b>							<b>248.539</b>	<b>248.539</b>	<b>2.536.131</b>	<b>13.342.175</b>		<b>13.342.175</b>
<b>Ajustes de Períodos Anteriores</b>													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	<b>10.557.505</b>	-	-	-	-	-	-	<b>248.539</b>	<b>248.539</b>	<b>2.536.131</b>	<b>13.342.175</b>	-	<b>13.342.175</b>
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										984.033	984.033		984.033
Otro resultado integral									-	-	-		-
Resultado integral										984.033	984.033		984.033
Dividendos										(772.193)	(772.193)		(772.193)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios													
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios													
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	211.840	211.840	-	211.840
<b>Saldo Final al 31/12/2010</b>	<b>10.557.505</b>	-	-	-	-	-	-	<b>248.539</b>	<b>248.539</b>	<b>2.747.971</b>	<b>13.554.015</b>	-	<b>13.554.015</b>

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				
<b>Saldo Inicial al 01/01/2009</b>	<b>10.806.044</b>				-			-	-	<b>2.045.527</b>	<b>12.851.571</b>		<b>12.851.571</b>
<b>Ajustes de Períodos Anteriores</b>													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	<b>10.806.044</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>2.045.527</b>	<b>12.851.571</b>	-	<b>12.851.571</b>
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										1.253.298	1.253.298		1.253.298
Otro resultado integral									-	-	-		-
Resultado integral										1.253.298	1.253.298		1.253.298
Dividendos										(762.694)	(762.694)		(762.694)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios													
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	(248.539)							248.539	248.539				
Total de cambios en patrimonio	(248.539)	-	-	-	-	-	-	248.539	248.539	490.604	490.604	-	490.604
<b>Saldo Final al 31/12/2009</b>	<b>10.557.505</b>	-	-	-	-	-	-	<b>248.539</b>	<b>248.539</b>	<b>2.536.131</b>	<b>13.342.175</b>	-	<b>13.342.175</b>

**COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A**
**Estados de Flujos de Efectivos Directos Individual**

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009

(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2010 al 31/12/2010	01/01/2009 al 31/12/2009
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>		<b>13.919.654</b>	<b>14.156.805</b>
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		13.919.654	13.946.999
Otros cobros por actividades de operación		-	209.806
<b>Clases de pagos</b>		<b>(12.344.925)</b>	<b>(12.504.660)</b>
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(11.776.359)	(11.850.515)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(256.813)	(244.212)
Otros pagos por actividades de operación		(311.753)	(409.933)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(171.349)	28.896
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>1.403.380</b>	<b>1.681.041</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		-	5.276
Compras de propiedades, planta y equipo		(741.806)	(943.744)
Intereses recibidos		10.832	18.458
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(730.974)</b>	<b>(920.010)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Préstamos de entidades relacionadas		1.720.000	240.000
Pagos de préstamos		(885.395)	(158.396)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(413.000)	(302.000)
Dividendos pagados		(873.000)	(523.825)
Intereses pagados		(45.047)	(58.820)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(496.442)</b>	<b>(803.041)</b>
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		175.964	(42.010)
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>(43)</b>	<b>-</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(43)	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		<b>175.921</b>	<b>(42.010)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		491.111	533.121
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período</b>	<b>5</b>	<b>667.032</b>	<b>491.111</b>

## **COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A**

### **Estados financieros individuales**

Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009

(En miles de pesos)

---

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

Compañía Eléctrica Osorno S.A., en adelante la "Sociedad" o "Luz Osorno" fue constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988 con el nombre de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Luz Osorno distribuye energía eléctrica en el área rural de la provincia de Osorno.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Entidades Informante con el número 116 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es el vehículo de inversión a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo estadounidense Morgan Stanley Infrastructure Partners 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 con IFRS. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad ("IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés). Los presentes estados financieros fueron aprobados por el Directorio en sesión celebrada con fecha 9 de marzo de 2011.

Los estados financieros de la Sociedad, correspondientes al 31 de diciembre de 2009, fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 12 de febrero de 2010. Esos estados financieros fueron confeccionados de acuerdo a Principios Contables Generalmente Aceptados en Chile y, por lo tanto, no coinciden con los saldos del ejercicio 2009 que han sido incluidos en los presentes estados financieros, los que han sido confeccionados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera. En nota 4 se detalla la reconciliación del patrimonio neto y resultados del período.

### 2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2010:

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
NIIF 1 (revisada): Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera	Períodos anuales iniciados el 01 de julio de 2009
NIIF 3 revisada: Combinaciones de negocio	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 39: Elección de partidas cubiertas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 27: Estados financieros consolidados y separados	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
CINIIF 17: Distribuciones a los propietarios de activos no monetarios	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2009)	Mayoritariamente aplicable a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2010
Enmienda a NIIF 2: Pagos basados en acciones	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2010

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2011 y siguientes:

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

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
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.
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
Enmienda a NIC 32: Clasificación de derechos de emisión	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010
NIIF 9: Instrumentos financieros: Clasificación y medición	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013
NIIF 24 revisada: Revelaciones de partes relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011
CINIIF 19: Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2010
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2010)	Mayoritariamente aplicable a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011
NIIF 7: Instrumentos financieros: Revelaciones - Transferencias de activos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011
NIIF 9, Instrumentos financieros: Adiciones a NIIF 9 para la contabilización de Pasivos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.
Enmienda a CINIIF 14: Límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011

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 del Directorio 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 período.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

## 2.4 Período cubierto

Los presentes estados financieros comprenden los estados de situación financiera de Luz Osorno al 31 de diciembre de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009.

## 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:

	31.12.2010	31.12.2009	01.01.2009
<b>Dólar Estadounidense</b>	468,01	507,10	636,45
<b>Unidad de Fomento</b>	21.455,55	20.942,88	21.452,57

## 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 cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la Matriz del Grupo. El monto activado por este concepto ascendió a M\$6.552, por el año terminado al 31 de diciembre de 2010, y a M\$7.065, por el año terminado al 31 de diciembre de 2009.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$32.064 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 y a M\$52.521 por el año terminado al 31 de diciembre de 2009.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad, 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
<b>Edificio</b>	40-80
<b>Plantas y equipos :</b>	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	30-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	20-80
<b>Equipo de tecnología de la información :</b>	
Computación	5
<b>Instalaciones fijas y accesorios :</b>	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehiculos	7
<b>Otros equipos y herramientas :</b>	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, 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 Gastos de investigación y desarrollo

Durante el período presentado la Sociedad no han 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 prácticamente la totalidad 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 tiene políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre riesgo de incobrabilidad.

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad tiene políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones. Hasta la fecha no se han detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

## **2.12 Arrendamientos**

Los arrendamientos en los que se transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

La Sociedad no presenta arrendamientos financieros, de haberlos, en aquellos en que actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo y un pasivo por el mismo monto, igual al valor razonable del bien arrendado, o bien, si éste fuera menor, al valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se asignan entre gasto financiero y reducción de la obligación. El cargo financiero se asigna a cada

período pendiente durante el plazo del arrendamiento, de modo que se obtenga una tasa de interés constante sobre el saldo de la obligación.

El monto a amortizar del activo arrendado se asignará en cada período contable durante los períodos de uso esperado, de acuerdo con las políticas de amortización que adopte la Sociedad. En caso que exista certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento, el período de uso estimado será la vida útil del activo, de lo contrario el activo se amortiza en el plazo menor entre su vida útil o el plazo del arrendamiento.

Las cuotas de arrendamiento operativo se reconocen como gasto de forma uniforme durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

## **2.13 Instrumentos financieros**

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

### **2.13.1 Activos Financieros no derivados**

De acuerdo a lo definido por la Sociedad, los activos financieros no derivados son clasificados en las siguientes categorías:

#### **a) Instrumentos mantenidos al vencimiento**

Los instrumentos mantenidos hasta el vencimiento son aquellos activos financieros no derivados, con una fecha de vencimiento fija, con pagos en montos fijos o determinables, y para los que la entidad ha definido su intención y posee la capacidad de mantenerlos al vencimiento. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado.

#### **b) Préstamos y cuentas por cobrar**

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. 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.

### **2.13.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes**

Bajo este rubro del estado de situación se registra el efectivo en caja, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.



### **2.13.3 Pasivos financieros no derivados**

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

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los 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 pagar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del pasivo financiero.

### **2.13.4 Derivados y operaciones de cobertura**

La contratación de este tipo de instrumento financiero sólo se realiza con propósitos de cobertura contable. La contratación de productos derivados se realiza para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc., a los que pudiera estar expuesta la Sociedad.

La realización de este tipo de operaciones se efectúa con estricto apego a la normativa internacional vigente que las regula y a los principios definidos por la Administración de la Sociedad. Las operaciones con instrumentos derivados deben cumplir con todos los criterios establecidos en la norma internacional NIC 39.

El desempeño de las operaciones en instrumentos derivados es monitoreado en forma frecuente y regular durante la vigencia del contrato, para asegurarse que no existan desviaciones significativas en los objetivos definidos, de manera de cumplir satisfactoriamente con los lineamientos establecidos en la política y la estrategia adoptada por la Administración. De igual manera, en virtud de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la norma, la medición de la efectividad o desviaciones que puedan generarse durante la relación de cobertura, se realizará con una periodicidad trimestral. Cada vez que se autorice a operar con instrumentos derivados, deberá cuantificarse la efectividad de aquellos derivados contratados como instrumentos de cobertura. Esta efectividad deberá estar dentro de los límites definidos por la norma para ello (80% - 125%). Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

#### **a) Clasificación de los instrumentos de cobertura**

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad clasifica el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

##### **a.1) Coberturas de valor razonable**

Consisten en la designación de instrumentos de cobertura destinados a cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo, pasivo o compromiso en firme no reconocido en el balance, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

##### **a.2) Coberturas de flujo de caja**

Consisten en la designación de instrumentos de coberturas destinados a compensar la exposición a la variabilidad en los flujos de caja de un activo, un pasivo (como un swap simple para fijar los intereses a pagar sobre una deuda a tasa fluctuante), una transacción futura prevista altamente probable de ejecutar o una proporción de los mismos, en la medida que dicha variabilidad: i) sea atribuible a un riesgo en particular; y, ii) pueda afectar las pérdidas y ganancias futuras.

La Sociedad en forma habitual realiza un análisis de sus contratos, con el objeto de reflejar de manera precisa y oportuna el valor de estos, así como también, para identificar posibles derivados implícitos. En caso que exista algún derivado implícito, la Sociedad procede a su valorización y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.



### **2.13.5 Instrumentos de patrimonio**

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad sólo tiene emitidas acciones únicas.

### **2.14 Inventarios**

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

### **2.15 Otros pasivos no financieros**

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

#### **2.15.1 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.

#### **2.15.2 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.

#### **2.15.3 Obras en construcción para terceros**

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

### **2.16 Provisiones**

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

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

## **2.17 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.

## **2.18 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes**

En el estado de situación financiera adjunto, los saldos se podrían clasificar 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.

## **2.19 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.

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

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de intangibles de carácter perpetuo y 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.

## 2.20 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 período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.

## 2.21 Ganancias por acción

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

## 2.22 Dividendos

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

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

Para el cálculo de la utilidad líquida 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.

## 2.23 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.

Los actores del sector eléctrico funcionan integrados al sistema interconectado, a cargo del Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC"), el cual tiene las siguientes funciones:

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

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

#### 3.1 Generación eléctrica

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

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

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

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

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

En los Sistemas Medianos de Edelayen, como son Aysén, Palena y Carrera, existen una serie de condiciones que los diferencian de los anteriores. Como por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente). En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados por un Estudio específico realizado cada cuatro años.

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

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

#### a) *Clientes Regulados*

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

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

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

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

**b) Clientes Libres**

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada igual o 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 a la distribución eléctrica (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. Las últimas modificaciones a la Ley, y que tuvieron un positivo impacto en el sector, fueron introducidas por la Ley N°19.940 de marzo de 2004 ("Ley Corta I") y por la Ley N°20.018 de mayo de 2005 ("Ley Corta II").

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

**3.3.2 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:

- a) Nuevo régimen para los sistemas de transmisión:** Se reconocen tres tipos de instalaciones de transmisión diferentes, dependiendo principalmente del tamaño y capacidad de sus redes: (a) Transmisión Troncal, (b) Subtransmisión y (c) Transmisión Adicional. Los dos primeros serán de acceso abierto y con tarifas reguladas.
- **Transmisión Troncal:** El peaje por uso del Sistema de Transmisión Troncal es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, y considera la anualidad del valor de inversión ("AVI"), con una tasa de retorno del valor de inversión ("VI") considerando la vida útil de los activos y la recuperación de los costos de operación y mantenimiento ("COMA"). El VI y el COMA, así como sus fórmulas de indexación, son determinados cada cuatro años en el Estudio de Transmisión Troncal, el que identifica además ampliaciones y nuevas obras necesarias en el Sistema de Transmisión Troncal.

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

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

- **Subtransmisión:** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión será calculado considerando una rentabilidad de 10% sobre el valor de las instalaciones y su vida útil. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración, operación, mantención y pérdidas, son desarrollados por Consultores contratados por las empresas con bases definidas por la CNE, quien luego emitirá un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.
  - **Transmisión Adicional:** Son consideradas instalaciones adicionales las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.
- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio.
- c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Los Centros de Despacho Económico de Carga deberán operar, administrar y valorizar la prestación de servicios complementarios para organizar la operación confiable y económica del sistema eléctrico.
- g) **Sistemas Medianos:** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP).



### 3.3.3 Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación. Los principales cambios introducidos fueron:

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.
- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.
- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.
- e) **Ajuste a precios de mercado:** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.
- f) **Regulación de demanda de clientes regulados:** Los generadores tienen la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.



### 3.3.4 Organismos reguladores

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 y reguladora.

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

#### 4 Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera

Hasta el ejercicio 2009 la Sociedad emitió sus estados financieros de acuerdo con PCGA chilenos. A partir de 1 de enero de 2010 la Sociedad emite sus estados financieros de acuerdo con IFRS.

Las cifras incluidas en estos estados financieros referidas al período 2009 han sido reconciliadas para ser presentadas con los mismos principios y criterios aplicados en el año 2010.

Las reglas para la adopción por primera vez de las IFRS se exponen en la IFRS 1: "Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera".

IFRS 1 por lo general exige la aplicación retrospectiva completa de las normas e interpretaciones vigentes a la fecha de la primera emisión de informes. Sin embargo, también permite ciertas exenciones en la aplicación de normas, en particular a períodos anteriores para ayudar a las empresas con el proceso de transición.

La Sociedad aplicó las siguientes exenciones:

- a) **Costo atribuido:** Se utiliza la retasación previa de todos los componentes de propiedades, planta y equipo, así como los intangibles distintos de plusvalía como costo atribuido.
- b) **Beneficios a empleados:** Reconocer en resultados acumulados, todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas a la fecha de transición a IFRS.

A continuación se presenta la conciliación del patrimonio neto, resultado, y efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2009 entre criterios contables chilenos e IFRS:

<b>Saldos al 01/01/2009 con PCGA Chile</b>	<b>12.526.921</b>
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	576.224
Tasación de servidumbres (1)	24.299
Valor actuarial IAS (4)	1.309
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (5)	(21.853)
Provisión de dividendo (6)	(157.148)
Impuestos diferidos	(98.181)
<b>Total ajustes a NIIF</b>	<b>324.650</b>
<b>Patrimonio bajo criterio NIIF al 01/01/2009</b>	<b>12.851.571</b>

<b>Saldos al 31/12/2009 con PCGA Chile</b>	<b>13.036.605</b>
Propiedad, Planta y Equipo a costo revaluado (1)	576.224
Servidumbres a costo revaluado (1)	24.299
Valor actuarial IAS (4)	1.309
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (5)	(21.853)
Provisión de dividendo (6)	(396.018)
Impuestos diferidos	(98.181)
Corrección monetaria del patrimonio (3)	286.548
Ajuste resultado NIIF	(66.758)
<b>Total ajustes a NIIF</b>	<b>305.570</b>
<b>Patrimonio bajo criterio NIIF al 31/12/2009</b>	<b>13.342.175</b>

<b>Resultado PCGA Chile al 31/12/09</b>	<b>1.320.056</b>
Elimina corrección monetaria (3)	14.585
Variación depreciación (1)	(37.970)
Valor actuarial IAS (4)	(470)
Activación de intereses	7.065
Elimina amortización de intangibles (2)	2
Pérdida en venta de Propiedad, Planta y Equipo	(5.070)
Impuestos diferidos	(44.900)
<b>Total ajustes a NIIF</b>	<b>(66.758)</b>
<b>Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF</b>	<b>1.253.298</b>

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, PCGA chilenos	533.121
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	-
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, NIIF	533.121
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, PCGA chilenos	491.412
C. Monetaria actividades de la operación	40.011
C. Monetaria actividades de financiamiento	5.379
C. Monetaria actividades de inversión	(43.479)
Eliminación C. Monetaria	(1.911)
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(301)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, NIIF	491.111

Principales ajustes aplicados:

- 1) Tasación como costo atribuido de propiedades planta y equipo e intangibles distintos de plusvalía comprada:** El costo atribuido de los bienes de Propiedades, planta y equipo e intangibles distintos de plusvalía fueron registrados, según una retasación previa. La medición y registro posterior se realiza al costo menos la depreciación o amortización acumulada y deterioros acumulados, acogiéndose a la exención presentada en la NIIF 1.
- 2) Amortización de Intangibles identificables y de carácter indefinido (servidumbres):** Bajo PCGA chilenos este tipo de intangibles eran amortizados en un plazo máximo de 40 años. En IFRS no se requiere la amortización sistemática de estos intangibles, siendo necesario únicamente realizar en forma anual o en cualquier momento en el que exista un indicio de que el activo puede haber deteriorado su valor, una evaluación de su valor en libros.
- 3) Corrección monetaria:** Se elimina la corrección monetaria reconocida de acuerdo a PGCA chilenos, pues bajo IFRS ajustes por inflación sólo son aceptados en países hiperinflacionarios. Chile no califica como un país hiperinflacionario, de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias".
- 4) Beneficios al personal:** Corresponde a ajuste originado por la metodología de cálculo establecida en NIC 19.
- 5) Eliminación de cuentas complementarias de impuesto diferidos:** De acuerdo a las NIIF cualquier diferencia entre el valor contable y tributario de un activo o pasivo representa la existencia de un impuesto diferido que debe registrarse en el estado de situación financiera. Bajo PCGA Chilenos la determinación de los impuestos diferidos sigue un esquema similar, excepto porque los PCGA Chilenos permitían contabilizar el efecto de la primera aplicación de los impuestos diferidos contra una cuenta complementaria del estado de situación financiera. Dichos activos (pasivos) complementarios eran amortizados contra resultado en los períodos estimados de reverso de la diferencia temporal que le dio origen, lo cual origina una diferencia con las NIIF que debió ser ajustada en el proceso de adopción.
- 6) Dividendos Mínimos:** El artículo N° 79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

## 5 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

- a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

<b>Efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>31/12/2010 M\$</b>	<b>31/12/2009 M\$</b>	<b>01/01/2009 M\$</b>
Efectivo en Caja	103.825	62.819	421.911
Saldo en Bancos	80.775	178.995	111.210
Otros instrumentos de renta fija	482.432	249.297	-
<b>Totales</b>	<b>667.032</b>	<b>491.111</b>	<b>533.121</b>

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a 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

<b>Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo</b>	<b>Moneda</b>	<b>31/12/2010</b>	<b>31/12/2009 M\$</b>	<b>01/01/2009 M\$</b>
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	667.032	491.111	533.121
<b>Totales</b>		<b>667.032</b>	<b>491.111</b>	<b>533.121</b>

## 6 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	2.357.303		1.975.101		2.258.739	
Otras cuentas por cobrar, bruto	524.859	20.332	621.004	20.731	188.618	13.133
<b>Totales</b>	<b>2.882.162</b>	<b>20.332</b>	<b>2.596.105</b>	<b>20.731</b>	<b>2.447.357</b>	<b>13.133</b>

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	2.249.342		1.864.189		2.150.413	
Otras cuentas por cobrar, neto	497.834	20.332	612.229	20.731	175.511	13.133
<b>Totales</b>	<b>2.747.176</b>	<b>20.332</b>	<b>2.476.418</b>	<b>20.731</b>	<b>2.325.924</b>	<b>13.133</b>

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2010 es de M\$ 2.767.508, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$ 2.497.149 y al 01 de enero de 2009 es de M\$ 2.339.057.

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

- b) La Sociedad, de acuerdo con lo que establece la ley, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2010 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 18 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad Miles	Participación ventas %
Residencial	13	14%
Comercial	1	13%
Industrial	-	21%
Otros	4	52%
<b>Total</b>	<b>18</b>	<b>100%</b>

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 retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

- c) El importe de los activos que estarían en mora si sus condiciones no hubieran sido renegociadas al 31 de diciembre de 2010 es de M\$116.781, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$40.041 y al 01 de enero de 2009 es de M\$43.737.

- d) Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 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	31-12-10	31-12-09	01-01-09
	Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	786.359	670.890	776.685
Con vencimiento entre tres y seis meses	28.647	50.250	47.767
Con vencimiento entre seis y doce meses	19.036	28.037	22.649
Con vencimiento mayor a doce meses	2.149	5.689	12.586
<b>Total</b>	<b>836.191</b>	<b>754.865</b>	<b>859.689</b>

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	-	33%
181 a 270	40%	66%
271 a 360	66%	66%
361 o más	100%	100%

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

- e) 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\$
<b>Saldo al 01 de enero de 2009</b>	<b>121.433</b>
Aumentos (disminuciones) del período	(1.746)
<b>Saldo al 31 de diciembre 2009</b>	<b>119.687</b>
Aumentos (disminuciones) del período	15.414
Montos castigados	(115)
<b>Saldo al 31 diciembre de 2010</b>	<b>134.986</b>

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

## 7 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

### a. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Accionistas	Serie Unica	Total	Participación
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	7.637	7.637	99,90%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	8	8	0,10%
<b>Totales</b>	<b>7.645</b>	<b>7.645</b>	

### b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones de 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.

Las cuentas corrientes mercantiles 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	País de origen	Descripción de la Transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la Relación	Moneda	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Materiales, Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	MATRIZ	CH\$	198.952		326.242			
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Materiales, Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	MATRIZ COMUN	CH\$	11.100		638			
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	MATRIZ COMUN	CH\$	-		3.896			
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	MATRIZ COMUN	CH\$					1.077	
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	MATRIZ COMUN	CH\$	109					
<b>Total</b>							<b>210.161</b>	<b>-</b>	<b>330.776</b>	<b>-</b>	<b>1.077</b>	<b>-</b>

## b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de origen	Descripción de la Transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la Relación	Moneda	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	MATRIZ COMUN	CH\$	1.007		330.387		74.593	
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Materiales, Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	MATRIZ	CH\$	-				540.633	
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Cta Cte mercantil	Menos de 90 días	MATRIZ	CH\$	1.307.000					
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	MATRIZ	CH\$	294.901		395.602		156.983	
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	MATRIZ COMUN	CH\$	309		415		165	
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Materiales, Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	MATRIZ COMUN	CH\$					319	
88.272.600-2	EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.	Chile	Materiales, Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	MATRIZ COMUN	CH\$	1.335		1.140			
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	MATRIZ COMUN	CH\$	2.021				16.652	
6443633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Directores	Menos de 90 días	Director	CH\$			421			
7051188-6	Pedro Pablo Errázuriz Domínguez	Chile	Remuneraciones Directores	Menos de 90 días	Director	CH\$			943			
Extranjero	Law rence S. Coben	Estados Unidos	Remuneraciones Directores	Menos de 90 días	Director	CH\$			913			
Total							1.606.573		729.821	-	789.345	

## c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la Relación	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	MATRIZ	Compra-venta de energía	1.483	(5.789.675)	(7.316.907)
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	MATRIZ	Cuenta corriente mercantil	(27.969)	(999)	(2.654)
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Peajes (Recargos)	20.818	(71.587)	(188.364)
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Compra-venta de energía	(132)		
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Peajes (Recargos)	(12.590)		
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Compra-venta de energía	728	(1.253.484)	
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Compra-venta de energía	107		
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACIÓN S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Compra-venta de energía		182	(25)

## c. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En el año 2010 no correspondía elección de Directorio, por lo que se mantuvieron los mismos directores en sus cargos.

### 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 período 2010 y 2009 son los siguientes:

Sociedad	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro		421	
Pedro Pablo Errázuriz Domínguez		943	
Law rence S. Coben		913	
Total	-	2.277	-

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 en la Sociedad, para el período abril 2010 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas en 2011.



Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla y Thomas Gray, en atención a ser estos trabajadores dependientes de las sociedades matrices extranjeras de la Sociedad, renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de SAESA. Sólo los Directores Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz Molina y Larry Coben recibirán su remuneración.

Con fecha 10 de septiembre de 2010 el Directorio de la Sociedad, tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Lawrence S. Coben. En su reemplazo se designó al señor Iván Díaz Molina.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 son las siguientes:

Sociedad	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	1.524	524	
Pedro Pablo Errázuriz Domínguez	1.525	-	
Law rence S. Coben	1.280	795	
Ivan Díaz Molina	384		
<b>Total</b>	<b>4.329</b>	<b>1.319</b>	<b>-</b>

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

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

## 8 Inventarios

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009, es el siguiente:

Clases de inventario	31/12/2010	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Materiales de operación y mantenimiento	198.245	52.781	64.967
Provisión por obsolescencia	(761)	(1.169)	(17.067)
<b>Totales</b>	<b>197.484</b>	<b>51.612</b>	<b>47.900</b>

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	97.102	41.083
Otros gastos por naturaleza (*)	94.811	74.926
<b>Total</b>	<b>191.913</b>	<b>116.009</b>

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2010 ascienden a M\$319.494 (M\$204.660 en 2009) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2010 ascienden a M\$35.367 (M\$237.643 en 2009).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó a M\$3.547 para el período enero diciembre de 2010, M\$10.596.

## 9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009, es el siguiente:

	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Impuesto renta por recuperar	81.038		
IVA Crédito fiscal por recuperar	5.920		95.216
Crédito Sence	2.527		
Otros			174.058
<b>Totales</b>	<b>89.485</b>	<b>-</b>	<b>269.274</b>

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Impuesto a la renta		35.799	12.777
Iva Débito fiscal	123.174	121.363	156.175
Otros	306	676	376
<b>Total</b>	<b>123.480</b>	<b>157.838</b>	<b>169.328</b>

## 10 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009:

Activos intangibles neto	31/12/2010 M \$	31/12/2009 M \$	01/01/2009 M \$
<b>Activos intangibles identificables, neto</b>	<b>24.351</b>	<b>24.351</b>	<b>24.351</b>
Servidumbres	24.351	24.351	24.351

Activos intangibles bruto	31/12/2010 M \$	31/12/2009 M \$	01/01/2009 M \$
<b>Activos intangibles identificables, bruto</b>	<b>24.351</b>	<b>24.351</b>	<b>24.351</b>
Servidumbres	24.351	24.351	24.351

Amortización activos intangibles	31/12/2010 M \$	31/12/2009 M \$	01/01/2009 M \$
<b>Activos intangibles identificables</b>	-	-	-
Servidumbres	-	-	-

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2010 y 2009 son los siguientes:

Movimiento año 2010		Servidumbres neto	Activos intangibles neto
<b>Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2009</b>		24.351	24.351
Movimientos	Adiciones		
	Gastos por amortización		
	Total movimientos		
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2010</b>		24.351	24.351

Movimiento año 2009		Servidumbres neto	Activos intangibles neto
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2009</b>		24.351	24.351
Movimientos	Adiciones		
	Gastos por amortización		
	Total movimientos		
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2009</b>		24.351	24.351

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 derechos de servidumbre, a la fecha de transición a IFRS, fueron revaluados por tasadores independientes y los adquiridos a partir de esa fecha se presentan al costo.

El período de explotación de los derechos de servidumbre, en general, no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con vida útil indefinida y en consecuencia no están sujetos a amortización.

## 11 Propiedades, planta y equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009:

Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Neto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>13.887.544</b>	<b>13.734.083</b>	<b>13.606.247</b>
Construcción en Curso	1.009.945	715.071	313.593
Planta y Equipo	12.839.727	12.999.542	13.259.421
Equipamiento de Tecnologías de la Información	17.965	313	512
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.997	1.344	1.626
Vehículos de Motor			11.514
Otras Propiedades, Planta y Equipo	17.910	17.813	19.581

Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Bruto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>17.125.978</b>	<b>16.492.334</b>	<b>15.812.169</b>
Construcción en Curso	1.009.945	715.071	313.593
Planta y Equipo	16.054.623	15.739.008	15.446.955
Equipamiento de Tecnologías de la Información	20.088	808	808
Instalaciones Fijas y Accesorios	4.698	4.034	4.034
Vehículos de Motor			13.366
Otras Propiedades, Planta y Equipo	36.624	33.413	33.413

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor,Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades,Planta yEquipo</b>	<b>(3.238.434)</b>	<b>(2.758.251)</b>	<b>(2.205.922)</b>
Planta y Equipo	(3.214.896)	(2.739.466)	(2.187.534)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.123)	(495)	(296)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(2.701)	(2.690)	(2.408)
Vehículos de Motor	-	-	(1.852)
Otros	(18.714)	(15.600)	(13.832)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Movimiento año 2010	Construcción en Curso	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
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2010</b>	715.071	313	1.344	-	17.813	12.999.542
Movimientos						
Adiciones	477.331	19.774	1.014		3.300	334.474
Retiros	(182.457)		-			(18.706)
Gastos por depreciación		(2.122)	(361)		(3.203)	(475.583)
Total movimientos	294.874	17.652	653		97	(159.815)
<b>Saldo final al 31 de Diciembre de 2010</b>	<b>1.009.945</b>	<b>17.965</b>	<b>1.997</b>	<b>-</b>	<b>17.910</b>	<b>12.839.727</b>

Movimiento año 2009	Construcción en Curso	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
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2009</b>	313.593	512	1.626	11.514	19.581	13.259.421
Movimientos						
Adiciones	401.478	-	-			296.681
Retiros			-	(11.514)	-	(1.637)
Gastos por depreciación		(199)	(282)	-	(1.768)	(554.923)
Total movimientos	401.478	(199)	(282)	(11.514)	(1.768)	(259.879)
<b>Saldo final al 31 de Diciembre de 2009</b>	<b>715.071</b>	<b>313</b>	<b>1.344</b>	<b>-</b>	<b>17.813</b>	<b>12.999.542</b>

La Sociedad, ha mantenido una política de realizar todas 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**

- a) Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución, subtransmisión y generación eléctrica se revalorizaron el 31 de diciembre de 2008. Las tasaciones que se llevaron a cabo, fueron utilizadas como costo atribuido para la transición a IFRS.
- b) La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- c) 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.
- d) Los activos en construcción según se explica en Nota 2.9 incluyen activación de costos financieros por M\$6.552 al 31 de diciembre 2010 y a M\$7.065 por el año terminado al 31 de diciembre de 2009 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$32.064 al 31 de diciembre 2010 y a M\$52.521 por el año terminado al 31 de diciembre de 2009.
- e) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

## 12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

### 12.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados correspondiente al período enero - diciembre 2010 y enero - diciembre 2009, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	59.986	178.975
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	(4.322)	
Otro gasto por impuesto corriente	154	215
<b>Gasto por impuestos corrientes, neto, total</b>	<b>55.818</b>	<b>179.190</b>
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	85.843	82.727
<b>Gasto por impuestos diferidos, neto, total</b>	<b>85.843</b>	<b>82.727</b>
<b>Gasto por impuesto a las ganancias</b>	<b>141.661</b>	<b>261.917</b>

- 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 2010 y al 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
<b>Utilidad Antes de Impuestos</b>	<b>1.125.694</b>	<b>1.515.215</b>
<b>(Gasto) Ingreso por impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (17%)</b>	<b>(191.368)</b>	<b>(257.587)</b>
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	317	-
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(3.510)	(6.864)
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	-	2.750
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	4.322	-
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	44.566	-
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	4.012	(216)
<b>Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal</b>	<b>49.707</b>	<b>(4.330)</b>
<b>(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva</b>	<b>(141.661)</b>	<b>(261.917)</b>
<b>Tasa Impositiva Efectiva</b>	<b>12,58%</b>	<b>17,29%</b>

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

Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta y sus efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos que se reversarán en dichos años respecto a los calculados a la tasa vigente para el año comercial 2010 de 17%, han llevado a que la Sociedad reconozca un menor (mayor) gasto por impuesto a las ganancias de M\$4.164 al 31 de diciembre 2010.

## 12.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos			Pasivos por Impuestos		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo				728.996	655.108	563.384
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	544		4.136		325	
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	24.775	20.347	20.644			
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	3.226	2.993	2.569			
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	140	199	2.901			
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	4.084	4.540	4.036			
Impuestos diferidos Otras Provisiones	7.417	24.624	9.195		237	337
<b>Total Impuestos Diferidos</b>	<b>40.186</b>	<b>52.703</b>	<b>43.481</b>	<b>728.996</b>	<b>655.670</b>	<b>563.721</b>

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación individual en el período 2010 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2009	43.481	563.721
Incremento (decremento)	9.222	91.949
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>52.703</b>	<b>655.670</b>
Incremento (decremento)	(12.517)	73.326
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>40.186</b>	<b>728.996</b>

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 de las distintas sociedades cubren lo necesario para recuperar esos activos.

La Sociedad está radicada en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente.



### 13 Otros Pasivos Financieros

Los Otros Pasivos Financieros están compuestos sólo por los préstamos que devengan interés.

Préstamos que devengan interés

- a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	-	-	176.418	693.797	186.898	888.352
Total	-	-	176.418	693.797	186.898	888.352

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente		
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2009 M\$
Chile	UF	semestral	2,37%	Sin Garantía				176.418	176.418	693.797		693.797
Totales					-	-	-	176.418	176.418	693.797	-	693.797

Segmento País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente		
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 01-01-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 01-01-2009 M\$
Chile	UF	semestral	6,11%	Sin Garantía				186.898	186.898		888.352	888.352
Totales					-	-	-	186.898	186.898	-	888.352	888.352

## **14 Política de Gestión de Riesgos**

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesto Compañía Eléctrica de Osorno S.A. son los siguientes:

### **14.1 Riesgo de negocio**

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

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

#### **14.1.1 Riesgo Regulatorio**

##### **a) Cambio de la regulación**

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

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

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

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

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

Actualmente, continúa en el Congreso la tramitación del proyecto de modificación a la Ley Eléctrica en materias relacionadas con la distribución, presentada por el Poder Ejecutivo a fines del año 2007, sin mostrar avances en su tramitación durante el 2009 ni el transcurso de este año.

Se espera que en el corto plazo sea presentado un nuevo proyecto de modificación relacionado con el fomento de la eficiencia energética mediante el desarrollo e implementación de redes inteligentes (smart grid).

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**

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD. En enero de 2009 fueron publicadas las fórmulas tarifarias de subtransmisión que regirán desde enero de 2009 hasta noviembre de 2010.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se ha visto retrasado respecto de su programación original por propia iniciativa de la Autoridad administrativa, quien en la etapa de entrega extendió el plazo para aumentar el desarrollo del estudio y posteriormente en la etapa de revisión para efectuar análisis más detallados. De igual forma se espera que los nuevos precios operen retroactivamente desde la fecha prevista a fines del 2010.

Los riesgos relacionados con la regulación de los negocios de Distribución y Subtransmisión son bajos, debido a que por definición se remuneran sobre la base de una rentabilidad razonable aplicada a la inversión realizada, además de los costos de operar esos activos. En particular, para la fijación tarifaria de Subtransmisión en curso no se esperan efectos adversos en los ingresos de la compañía.

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

**c) Contratos de suministro**

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

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

**d) Abastecimiento de energía**

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

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

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

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 2 años (2011 – 2012).

## **14.2 Riesgo financiero**

La Sociedad no posee deuda financiera.

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

### **14.2.1 Tipo de cambio**

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

### **14.2.2 Variación UF**

La Sociedad no posee deuda financiera.

De los ingresos de la Sociedad un 85% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPMN. Debido al tipo de indexación mencionado la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF, en caso de tener deuda financiera en ese índice.

### **14.2.3 Tasa de interés**

La Sociedad no posee deuda financiera.

### **14.2.4 Riesgo de liquidez**

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

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad. Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas de la Sociedad.

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

### **14.2.5 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 retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 ó 24 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	0%	33%
181 a 270	40%	66%
271 a 360	66%	66%
361 o más	100%	100%

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

### Activos de carácter financiero:

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

## 14.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

### a) Activos Financieros

al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	2.767.508	-	-	2.767.508
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	210.161	-	-	210.161
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	667.032	-	-	-	667.032
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-

al 31 de diciembre de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	2.497.149	-	-	2.497.149
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	330.776	-	-	330.776
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	491.111	-	-	-	491.111
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-

al 1 de enero de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	2.339.057	-	-	2.339.057
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	1.077	-	-	1.077
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	533.121	-	-	-	533.121
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-

### b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	-	-	-	-
Derivado	-	-	-	-	-
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	1.488.554	-	-	1.488.554
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	1.606.573	-	-	1.606.573

al 31 de diciembre de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	870.215	-	-	870.215
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	429.335	-	-	429.335
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	729.821	-	-	729.821

al 1 de enero de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	1.075.250	-	-	1.075.250
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	242.552	-	-	242.552
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	789.345	-	-	789.345

#### 14.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31.12.2010	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Inversiones mantenidas al costo amortizado:</b>		
Efectivo en caja	103.825	103.825
Saldo en Bancos	80.775	80.775
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	2.747.176	2.747.176

Pasivos Financieros - al 31.12.2010	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:</b>		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.488.554	1.488.554

##### 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.

- El Costo Amortizado de los Depósitos a Plazo es una buena aproximación del Fair Value, debido a que son operaciones de muy corto plazo (menores a 30 días).
- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez. La valorización realizada no considera la alternativa de prepago que poseen estos bonos.
- El Valor Justo de la Deuda Bancaria y leasing se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

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

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

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

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

Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

### 15 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Proveedores por compra de energía	1.048.521	346.094	41.103
Cuentas por pagar bienes y servicios	402.604	58.044	175.671
Cuentas por pagar instituciones fiscales	4.596	4.355	3.836
Otras cuentas por pagar	32.833	20.842	21.942
<b>Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>1.488.554</b>	<b>429.335</b>	<b>242.552</b>

### 16 Provisiones

#### 16.1 Provisiones corrientes

##### 16.1.1 Otras Provisiones a Corto Plazo

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Corriente		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	40.421	144.850	54.088
<b>Totales</b>	<b>40.421</b>	<b>144.850</b>	<b>54.088</b>



b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2009</b>	54.088
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	90.762
<b>Total movimientos en provisiones</b>	90.762
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2009</b>	144.850

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
<b>Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009</b>	144.850
Provisiones adicionales	22.379
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	18
Provisión utilizada	(42.586)
Reversos de provisión no utilizada.	(84.240)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	(104.429)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2010</b>	40.421

#### 16.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	16.637	17.606	15.112
Provisión por beneficios anuales	41.569	45.771	40.275
<b>Totales</b>	<b>58.206</b>	<b>63.377</b>	<b>55.387</b>

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2009</b>	<b>55.387</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	3.274
Incremento (decremento) en provisiones existentes	36.144
Provisión utilizada	(31.428)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>7.990</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>63.377</b>

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
<b>Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>63.377</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	352
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(4.332)
Provisión utilizada	(1.191)
Reversos de provisión no utilizada.	
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(5.171)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>58.206</b>

## 16.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

- a) El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	31.425	33.174	24.327
<b>Totales</b>	<b>31.425</b>	<b>33.174</b>	<b>24.327</b>

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2009</b>	<b>24.327</b>
Provisión del período	8.847
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>33.174</b>
Provisión del período	(1.749)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>31.425</b>

- c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,5%
Tablas de mortalidad	RV2009H/RV2009M

- d) De acuerdo con lo indicado en la política de reconocimiento de beneficios a los empleados (por IAS), la Sociedad revisó la tasa de descuento utilizada para determinar el valor actuarial de estos beneficios. La tasa resultante para 2010 fue de 4,05%, lo que implicó un mayor pasivo por M\$2.827 (respecto de utilizar la tasa de 5% del año 2009), equivalente a un 9,9% de la obligación total. El efecto fue cargado a resultados del año.

### 16.3 Juicios y multas

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

#### 16.3.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
1° Juzgado de Letras de Osorno	545-10	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual (Neaguel con Luz Osorno)	Proceso pendiente en 1° instancia	60.000

Al 31 de diciembre de 2010, 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.

#### 16.3.2 Multas

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

Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
Res. Ex. 152 DRX de fecha 26.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Judicializada	24.443
Res. Ex. 3489 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Recurso de reposición pendiente	8.123

Multas pendientes de resolución de años anteriores				
Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
Res. Ex. 234 de fecha 03.07.07	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente	978
Res. Ex. 2262 de fecha 25.11.09	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.708

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros son a juicio de la Administración, la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres que rodean los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

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

## 17 Otros Pasivos no Financieros

El movimiento de este rubro del Estado de Situación Individual adjunto durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Obras FNDR	203.709	718.108	1.007.390
Otras obras de terceros	53.969	47.495	39.673
<b>Total otros pasivos no financieros corrientes</b>	<b>257.678</b>	<b>765.603</b>	<b>1.047.063</b>

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 2.15.2

## 18 Patrimonio

### 18.1 Patrimonio neto de la Sociedad

#### 18.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2010 el capital social de Luz Osorno ascendía a M\$10.806.044 al 31 de diciembre de 2009 ascendía a M\$10.806.044 y al 01 de enero de 2009 ascendía a M\$10.806.044. El capital está representado por 7.64 5 acciones únicas totalmente suscritas y pagadas.

#### 18.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2010 se ratificó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2009, lo que significó la distribución de M\$873.000.

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.

#### 18.1.3 Otras Reservas

	Saldo al 31 de diciembre de 2010 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2009 M\$
Otras reservas varias	248.539	248.539

Otras reservas varias por M\$ 248.539, corresponde a la 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 de fecha 20 de junio de 2008.

#### 18.1.4 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

M\$	Utilidades distribuibles	Revaluación Activo Fijo	Revaluación Intangibles	Total al 31 de diciembre de 2010
Saldo Inicial al 1/01/10	2.061.129	450.703	24.299	2.536.131
Realización revaluación	23.994	(23.994)		0
Resultado del ejercicio	984.033			984.033
Dividendos	(772.193)			(772.193)
<b>Totales</b>	<b>2.296.963</b>	<b>426.709</b>	<b>24.299</b>	<b>2.747.971</b>

M\$	Utilidades distribuibles	Revaluación Activo Fijo	Revaluación Intangibles	Total al 31 de diciembre de 2009
Saldo Inicial al 1/01/09	1.542.962	478.266	24.299	2.045.527
Realización revaluación	27.563	(27.563)		0
Resultado del ejercicio	1.253.298			1.253.298
Dividendos	(762.694)			(762.694)
<b>Totales</b>	<b>2.061.129</b>	<b>450.703</b>	<b>24.299</b>	<b>2.536.131</b>

#### 18.2 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.

#### 18.3 Restricciones a la disposición de fondos

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

## 19 Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados Consolidados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
<b>Venta de Energía</b>	<b>10.737.882</b>	<b>11.675.353</b>
Ventas de energía	10.737.882	11.675.353
<b>Otras Prestaciones y Servicios</b>	<b>182.564</b>	<b>344.971</b>
Apoyos	9.783	66.142
Arriendo de medidores	27.654	46.529
Cortes y reposición	48.863	40.406
Pagos fuera de plazo	74.303	136.327
Otros	21.961	55.567
<b>Total Ingresos de Actividades Ordinarias</b>	<b>10.920.446</b>	<b>12.020.324</b>

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
<b>Otros Ingresos</b>		
Construcción de obras y trabajos a terceros	215.549	121.866
Venta de materiales y equipos	58.878	12.886
Arrendamientos	19.519	20.432
Intereses Créditos y Préstamos	6.699	3.225
Ingresos Retail	42.856	11.916
Otros Ingresos	12.921	26.037
<b>Total Otros ingresos, por naturaleza</b>	<b>356.422</b>	<b>196.362</b>

## 20 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Compras de energía	8.420.284	8.969.995
Materiales	94.634	45.776
<b>Totales</b>	<b>8.514.918</b>	<b>9.015.771</b>

## 21 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2010	31/12/2010
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	254.052	247.719
Provisión costo de vacaciones	1.124	3.213
Otros costos de personal	30.793	29.748
Indemnización por años de servicios	(1.749)	17.020
Activación costo de personal	(32.064)	(52.521)
<b>Totales</b>	<b>252.156</b>	<b>245.179</b>

## 22 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Depreciaciones	481.269	557.172
<b>Totales</b>	<b>481.269</b>	<b>557.172</b>

## 23 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre 2010 y 2009 es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	450.338	571.490
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	113.257	26.809
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	290	4.799
Provisiones y Castigos	(6.089)	23.029
Gastos de Administración	109.957	141.963
Otros Gastos por Naturaleza	184.944	89.848
<b>Totales otros gastos por naturaleza</b>	<b>852.697</b>	<b>857.938</b>

## 24 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	10.832	18.514
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>10.832</b>	<b>18.514</b>

Costos Financieros	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(18.471)	(57.787)
Otros Gastos Financieros	(32.905)	(999)
Activación Gastos financieros	6.552	7.065
<b>Total Gastos Financieros</b>	<b>(44.824)</b>	<b>(51.721)</b>

<b>Resultado por unidades de reajuste</b>	<b>(16.097)</b>	<b>15.697</b>
<b>Diferencias de cambio</b>	<b>(45)</b>	<b>-</b>
Positivas		
Negativas	(45)	
<b>Total Gasto Financiero</b>	<b>(60.966)</b>	<b>(36.024)</b>

<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(50.134)</b>	<b>(17.510)</b>
-----------------------------------	-----------------	-----------------



## 25 Hechos Posteriores

Con fecha 16 de enero de 2011, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Presidente y Director de Compañía Eléctrica Osorno S.A. del señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, cesando en su cargo de conformidad a lo señalado en el artículo 37 de la Ley de Sociedades Anónimas.

En relación con lo anterior, el cargo de Presidente de la Sociedad será asumido, hasta la próxima sesión de Directorio, por el Vicepresidente señor Thomas Gray.

En sesión celebrada el día 25 de enero de 2011, el Directorio de Compañía Eléctrica Osorno S.A. procedió a elegir, por unanimidad, como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Thomas Gray.

Por otra parte, el cargo vacante dejado a la renuncia del señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez se mantendrá hasta que la próxima Junta Ordinaria de Accionistas elija los miembros del Directorio.

En el periodo comprendido entre el 01 de enero de 2011 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

## 26 Medio Ambiente

Durante los años 2010 y 2009, la Sociedad no ha efectuado desembolsos significativos relacionados con temas medioambientales. No existen montos comprometidos relevantes.

## 27 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 2010 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía			Fecha Liberación de Garantía			
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	2011 (M\$)	2012 (M\$)	2013 (M\$)	
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	781.641	781.641	-	-	

## 28 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2010 la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$55.107.

## 29 Información Adicional sobre Deuda Financiera

### a) Prestamos bancarios

#### - Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Corriente				No Corriente				Corriente				No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010	Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2009	Vencimiento		Total Corriente a 01/08/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 01/08/2009			
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$				
Chile	UF	2,37%	0	0	0	0	0	0	0	0	762.310	762.310	2.222.884	703.524	0	2.926.408	0	463.602	463.602	2.166.851	1.534.923	0	3.701.774			
Total			0	0	0	0	0	0	0	0	762.310	762.310	2.222.884	703.524	0	2.926.408	0	463.602	463.602	2.166.851	1.534.923	0	3.701.774			

#### - Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente		No corriente		Corriente		No corriente		Corriente		No corriente												
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente					
						Uno a tres meses	Tres a doce meses	31/12/2010	MS	Uno a tres años	Tres a cinco años	Mas de cinco años	31/12/2010	MS	Uno a tres meses	Tres a doce meses	31/12/2009	MS	Uno a tres años	Tres a cinco años	Mas de cinco años	31/12/2009	MS	Uno a tres años	Tres a cinco años	Mas de cinco años	31/12/2009	MS
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	0	0	0	0	0	0	0	142.716	142.716	408.165	129.914	0	538.079	0	85.803	85.803	418.257	283.117	0	681.374			
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	0	0	0	0	0	0	0	55.929	55.929	160.917	47.953	0	208.870	0	30.812	30.812	164.794	98.829	0	263.623			
Total						0	0	0	0	0	0	0	198.645	198.645	569.082	177.867	0	746.949	0	116.615	116.615	583.051	361.946	0	944.997			

**Análisis Razonado**  
**Estados Financieros – Compañía Eléctrica Osorno S.A.**  
**Al 31 de diciembre de 2010**

**I. Análisis del Estado de Situación Financiera.**

	<b>Dic-10</b>	<b>Dic-09</b>	<b>Diferencia</b>	<b>Variación</b>
	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>%</b>
Activos Corrientes	3.917	3.360	557	16,6%
Activos No Corrientes	13.973	13.832	141	1,0%
<b>Total Activos</b>	<b>17.890</b>	<b>17.192</b>	<b>698</b>	<b>4,1%</b>
Pasivos Corrientes	3.575	2.467	1.108	44,9%
Pasivos No Corrientes	761	1.383	(622)	(45,0%)
Patrimonio	13.554	13.342	212	1,6%
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>17.890</b>	<b>17.192</b>	<b>698</b>	<b>4,1%</b>

**1) Activos**

Este rubro presenta un aumento de MM\$ 698 respecto de diciembre de 2009, explicado principalmente por un incremento en los Activos Corrientes por MM\$ 557 y Activos No Corrientes por MM\$ 141.

La variación positiva que presentan los Activos Corrientes, es originada principalmente por mayores saldos de los ítems Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de MM\$ 271 y Efectivo y Equivalentes al Efectivo de MM\$ 176.

El incremento en los Activos No Corrientes, se explica principalmente por el aumento del ítem Propiedades, Plantas y Equipos (MM\$ 153), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, producto del crecimiento del número de clientes.

## 2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$ 486 respecto de diciembre de 2009, explicado por el incremento en los Pasivos Corrientes de MM\$ 1.108, compensado con la disminución de los Pasivos No Corrientes de MM\$ 622.

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por los mayores saldos de los rubros Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM\$ 1.059 y Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas de MM\$ 877. Lo anterior, compensado parcialmente con la disminución del ítem Otros Pasivos No Financieros Corrientes de MM\$ 508.

Por otra parte, la disminución de los Pasivos No Corrientes se originó por el menor saldo de Otros Pasivos Financieros de MM\$ 694, debido al prepago total de la deuda con el Banco Security en noviembre de 2010.

## 3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM\$ 212, respecto de diciembre de 2009.

## Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-10	Dic-09	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,1	1,4	(19,6%)
	Razón Ácida	Veces	1,0	1,3	(22,4%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	0,3	0,3	10,9%
	Cobertura Gastos Financieros (1)	Veces	36,8	40,3	(8,7%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total	%	82,4%	64,1%	28,7%
	Deuda LP / Deuda Total	%	17,6%	35,9%	(51,1%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	623	830	(24,9%)
	Rotación de inventarios	Veces	8,5	24,3	(65,0%)
	Permanencia de inventarios	Días	43	15	185,4%
	Rotación de cuentas por cobrar	Días	32,8	32,5	0,9%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado)	%	7,32%	9,39%	(22,1%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado)	%	5,61%	7,29%	(23,0%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado)	%	8,51%	11,22%	(24,1%)
	Utilidad por acción	\$	128.715,89	163.936,95	(21,5%)

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

## II. Análisis del Estado de Resultados.

	Dic-10 MM\$	Dic-09 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	11.277	12.217	(940)	(7,7%)
Materias primas y consumibles utilizados	(8.515)	(9.016)	501	(5,6%)
<b>Margen de contribución</b>	<b>2.762</b>	<b>3.201</b>	<b>(439)</b>	<b>(13,7%)</b>
Gastos de personal	(252)	(245)	(7)	2,9%
Otros gastos fijos de explotación	(853)	(858)	5	(0,6%)
<b>Resultado bruto de explotación</b>	<b>1.657</b>	<b>2.098</b>	<b>(441)</b>	<b>(21,0%)</b>
Depreciaciones y amortizaciones	(481)	(557)	76	(13,6%)
<b>Resultado de explotación</b>	<b>1.176</b>	<b>1.541</b>	<b>(365)</b>	<b>(23,7%)</b>
Resultado Financiero	(50)	(18)	(32)	177,8%
Resultado en soc. por método participación	-	-	-	-
Otras Ganancias (Pérdidas)	-	(8)	8	(100,0%)
Resultado antes de impuestos	1.126	1.515	(389)	(25,7%)
Impuesto sobre sociedades	(142)	(262)	120	(45,8%)
<b>Resultado del periodo</b>	<b>984</b>	<b>1.253</b>	<b>(269)</b>	<b>(21,5%)</b>

### 1) Resultado de explotación

El resultado de explotación disminuyó respecto de igual periodo del año anterior, en MM\$ 365, lo que se explica por una caída en los Ingresos de explotación de MM\$ 940, compensado por menores gastos en materias primas y consumibles utilizados de MM\$501.

### 2) Resultado Financiero

- El resultado financiero disminuyó en MM\$ 32 con respecto del periodo anterior, producto de la variación de los Resultados por Unidades de Reajuste de MM\$ 32, debido al impacto en el saldo de la deuda vigente hasta el mes de noviembre denominada en UF ajustada por la inflación, que durante el 2009 fue negativa, comparado con la inflación positiva del año 2010.

3) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$ 984 durante el cuarto trimestre de 2010, lo que implicó una disminución de MM\$ 269 respecto de diciembre de 2009.

### III. Análisis del Flujo de Efectivo.

Flujo de Efectivo	Dic-10 MM\$	Dic-09 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	1.403	1.681	(278)	(16,5%)
de Inversión	(731)	(920)	189	(20,5%)
de Financiación	(496)	(803)	307	(38,2%)
<b>Flujo neto del período</b>	<b>176</b>	<b>(42)</b>	<b>218</b>	<b>(519,0%)</b>
Variación en la tasa de cambio	-	-	-	-
<b>Incremento (disminución)</b>	<b>176</b>	<b>(42)</b>	<b>218</b>	<b>(519,0%)</b>
Saldo Inicial	491	533	(42)	(7,9%)
<b>Saldo Final</b>	<b>667</b>	<b>491</b>	<b>176</b>	<b>35,8%</b>

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$ 667, mayor en un 36% respecto de diciembre de 2009.

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

- 1) Menor flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación, originado por pago de préstamos y dividendos.
- 2) Menor flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión, producto de menores compras de propiedades, planta y equipo respecto del año anterior.
- 3) Menor flujo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado por disminución en ingresos de otros servicios regulados de distribución de energía.



#### **IV. Mercados en que participa.**

Al 31 de diciembre de 2010 no se aprecian variaciones significativas en los mercados en que participa Luz Osorno.

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

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

##### **1) Riesgos de Mercado**

Con el objeto de realizar el Servicio Público de Distribución de Electricidad, Luz Osorno compra electricidad a sus suministradores (Saesa y Sociedad Generadora Austral S.A.) y la vende a clientes finales.

El negocio de Distribución de Electricidad en el mercado chileno está íntegramente regulado por la autoridad. Las ventas se realizan a precios regulados que incorporan una componente destinada al pago de las compras de electricidad y otra componente destinada al pago por el uso del sistema de distribución de propiedad de la empresa.

La compra de electricidad de Luz Osorno se realiza a los precios regulados definidos por la autoridad ("precios de nudo") y prácticamente la totalidad de sus ventas son también a precios regulados, lo que garantiza la estabilidad de sus flujos.

Tanto los precios de compra como los de venta de energía están indexados a variables macroeconómicas que influyen en los flujos de la Sociedad (IPC, índice de remuneraciones, precio del cobre y tipo de cambio). De este modo, se estima innecesaria una política de cobertura para calzar pasivos y activos generados por actividades de la operación.

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

## 2) Riesgos Financieros

La Sociedad no posee deuda financiera.

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

## 3) Riesgos Tipo de Cambio

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

## 4) Riesgo Tasa de Interés

La Sociedad no posee deuda financiera.

## 5) Riesgo Liquidez

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

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad. Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas de la Sociedad.

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

## **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.