



GRUPO CGE  
MEMORIA 2011



EMELAT







**EMELAT**

GRUPO CGE  
MEMORIA 2011



MEMORIA  
ANUAL



# CONTENIDO

• Carta del Presidente a los Accionistas	7	• Gestión Comercial	24
• Directorio	10	• Gestión Operacional	30
• Administración	11	• Gestión de Personas	34
• Reseña Histórica	12	• Gestión Financiera	36
• Hechos Destacados	13	• Compromiso con la Comunidad	38
• Informe a los Accionistas	15		

## Marcha de la Compañía 23



## Antecedentes Generales de la Compañía

41

- Identificación de la Sociedad 42
- Oficinas 45
- Descripción del Sector Eléctrico 45
- Descripción de las Actividades y Negocios 46
- Propiedad y Control 47
- Estructura Organizacional 54
- Remuneración del Directorio y Ejecutivos Principales 55
- Transacciones de Acciones 56
- Declaración de Responsabilidad 59

## Estados Financieros

61

- Estados Financieros 62
- Informe de los Auditores Independientes 70



## Carta del Presidente a los Accionistas

Estimados Señores Accionistas:

En nombre del Directorio, me es grato presentar a ustedes la Memoria Anual de EMELAT correspondiente al Ejercicio 2011.

Durante el año 2011 tuvimos importantes cambios a nivel organizacional, con el objetivo de enfrentar de la mejor manera el escenario que se proyecta. La Gerencia de Personas y Administración fue reestructurada formándose la Gerencia Gestión de Personas y Gerencia de Administración y Finanzas. Este cambio nos permitirá avanzar con mayor fuerza en ambas áreas, con la finalidad de hacer frente a los nuevos desafíos que hemos propuesto.

Por su parte, y considerando el desarrollo que ha tenido y tiene proyectado el sector minería en la región de Atacama, nos llevó a crear una Subgerencia de Minería, con miras a posicionar a nuestra Compañía como actor relevante en la prestación de servicios de construcción de instalaciones eléctricas y de mantenimientos a este sector, tanto en la región de Atacama como de Coquimbo y Valparaíso.

Fue así como durante 2011 nos adjudicamos dos importantes contratos de construcción de instalaciones eléctricas para el Proyecto Caserones (de propiedad de Lumina Copper Chile), uno externo para el sistema de impulsión de agua, y otro como parte del sistema eléctrico interior de la mina. Estos trabajos se desarrollarán durante el año 2012, y nos permiten ir materializando el desafío de participación de mercado que nos hemos propuesto.

Considerando el crecimiento que experimenta la región, se realizó el Segundo Encuentro Regional de Desarrollo Sustentable, donde participaron actores del sector académico, del Gobierno y de nuestra Compañía, quienes expusieron y debatieron sobre el escenario energético de la región. De esta manera, se ahondó en aspectos como el importante crecimiento de la demanda energética de la región de Atacama durante los próximos años y la potencialidad de la región para impulsar proyectos de energía solar.

Así, y para hacer frente a la creciente demanda que tendrá Atacama en los próximos años, durante el 2011 se efectuaron inversiones por M\$1.709.930, las que al igual que años anteriores, se enfocaron en satisfacer la demanda energética de nuestros clientes, con infraestructuras eléctricas que respondan al servicio eléctrico de calidad que acostumbramos entregar. De esta manera, se llevaron a cabo proyectos como el refuerzo de 4 km del alimentador Freirina de la subestación de poder Huasco. Asimismo, y en este mismo contexto, me gustaría destacar que EMELAT logró subir 5 puestos respecto al año anterior en la encuesta de calidad emitida por SEC anualmente, lo que demuestra el importante trabajo desarrollado en esta línea.

En cuanto a los resultados del Ejercicio, la utilidad de EMELAT fue de M\$616.221, lo que implica una disminución respecto al Ejercicio 2010.

EMELAT siempre ha estado cerca de la comunidad, y este año no fue la excepción. Una vez más, impulsamos diferentes campañas en conjunto con la Autoridad y la Comunidad, como fue por ejemplo el caso del Uso Seguro del Volantín en Fiestas Patrias, donde se organizó un masivo evento con niños y adolescentes para prevenir accidentes en dichas fechas.

De igual manera, en febrero de 2011 -en la ciudad de Copiapó- se desarrolló el evento "Pura Energía-Puro Verano", donde más de 8.000 personas disfrutaron en familia del show de body percussion que el conjunto Teatro Phi llevó a las calles de la ciudad. Durante la tarde del mismo día, niños y adolescentes pudieron aprender, de manos de los mismos artistas, técnicas de body percussion, danza y teatro.

Sin duda otro hito relevante asociado al acercamiento de EMELAT con la comunidad, en el marco de nuestro objetivo de formar parte activa del desarrollo de la región, fue el lanzamiento del libro "Atacama 200"; un documento que contiene fotografías históricas que retratan y fomentan el patrimonio histórico de Atacama. La idea de materializar este libro nace de EMELAT y es desarrollada por el Museo Regional de Atacama; acción que derivó en la publicación de un documento histórico que aporta a la cultura y a la educación, pues se encuentra disponible en el mismo Museo, Bibliotecas y colegios de la región.

En la Misión Noche Buena nuevamente tuvimos positivos logros. Durante 2011 el Comité Interno y Externo de esta campaña -que nació de las empresas EMEL en el año 2000 y desde 2009 se hizo extensiva a todo el Grupo CGE-, trabajó arduamente para recolectar los fondos y entregar cenas navideñas a más de 1.600 familias de la región; número que aportó para que a nivel nacional el Grupo CGE lograra el objetivo de llegar a más de 25.000 familias.

Como Presidente del Directorio de EMELAT quiero destacar al equipo humano que compone esta empresa. Cada uno de los hitos mencionados en esta carta se hicieron realidad gracias al trabajo y energía que cada colaborador de EMELAT puso a diario en sus labores, lo cual quedó demostrado además en las Olimpiadas CONAFE-EMELAT 2011, donde el equipo organizador se esmeró y logró sacar adelante con mucho éxito esta importante actividad que busca fortalecer lazos y fomentar el trabajo en equipo entre colaboradores.



El año que se avecina trae consigo diversos desafíos que estoy seguro podremos cumplir, principalmente en los nuevos negocios, tanto en el desarrollo y consolidación de nuestra área de minería, como en las oportunidades que el crecimiento inmobiliario y de servicios que en la región se están produciendo.

En este sentido, y para finalizar, quiero reiterar el compromiso de Empresa Eléctrica Atacama S.A. con el desarrollo de la región y sus personas, con la responsabilidad que conlleva el servicio público eléctrico y el desarrollo de negocios con una mirada sustentable y de largo plazo.



**José Luis Hornauer Herrmann**  
Presidente



## DIRECTORIO



**José Luis Hornauer Herrmann**  
Presidente  
Empresario, Director de empresas  
RUT: 5.771.955-9



**Francisco Marín Jordán**  
Vicepresidente  
Ingeniero Civil en Obras Civiles,  
Director de empresas  
RUT: 8.351.571-6

## DIRECTORES



**Rafael Marín Jordán**  
Ingeniero Comercial,  
Director de empresas  
RUT: 8.541.800-9



**Pablo Neuweiler Heinsen**  
Ingeniero Civil Mecánico,  
Director de empresas  
RUT: 7.715.873-1



**Andrés Pérez Cruz**  
Ingeniero Agrónomo,  
Empresario agrícola,  
Director de empresas  
RUT: 7.561.860-3

## Misión

Somos una empresa del Grupo CGE, que debe crear valor para los clientes, accionistas, colaboradores y comunidad, comprometida en satisfacer las necesidades de energía eléctrica y servicios asociados en nuestra zona de influencia.

## Visión

Ser reconocidos por nuestra eficiencia operacional en el servicio de distribución de energía eléctrica y servicios asociados.

# ADMINISTRACIÓN



**Rodrigo Vidal Sánchez**  
Gerente General  
Ingeniero Ejecución Mecánico,  
Magíster en Gestión de Empresas  
RUT: 6.370.216-1



**Andrea Urrutia Avilés**  
Gerente de Administración y Finanzas  
Ingeniero Civil Industrial  
RUT: 9.112.192-1



**Martín Argaluz Olaeta**  
Gerente Gestión de Personas  
Ingeniero Comercial  
RUT: 7.034.159-K



**Sergio León Flores**  
Gerente de Ingeniería y Operaciones  
Ingeniero Civil Industrial  
RUT: 9.982.926-5



**Claudio Jacques Vergara**  
Gerente Zonal III Región  
Ingeniero Civil Eléctrico  
RUT: 10.857.895-5



**Jaime Soto Molina**  
Gerente Comercial y Regulación  
Ingeniero Civil Eléctrico  
RUT: 10.038.325-K

## Reseña Histórica

La Empresa Eléctrica Atacama S.A., EMELAT S.A., nació de la antigua administración de distribución de ENDESA y fue creada inicialmente como una sociedad de responsabilidad limitada con aportes de ENDESA y CORFO, según escritura pública de fecha 26 de marzo de 1981, extendida ante el Notario de Santiago don Enrique Morgan Torres, e inscrita a fojas 167 bajo el N°94 del Registro de Comercio de Copiapó de 1981.

Con fecha 30 de septiembre de 1983, esta Sociedad, manteniendo los mismos objetivos encomendados originalmente, se transformó en sociedad anónima (sigla EMELAT S.A.), facilitando la participación del sector privado, tanto nacional como extranjero, en el negocio eléctrico.

El 28 de septiembre de 2010 se realizó la 16ª Junta Extraordinaria de Accionistas, que aprobó la División Social de EMELAT S.A. en tres Sociedades: Empresa Eléctrica Atacama S.A. (continuadora), EMELAT Transmisión S.A. y EMELAT Inversiones S.A., cuya acta se redujo a escritura pública en la notaría de Copiapó de don Luis Contreras Fuentes.

Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) es uno de los principales grupos energéticos del país de capitales chilenos, con una creciente participación en el negocio de la electricidad y el gas, y ha consolidado su presencia con operaciones que se extienden desde Arica hasta Puerto Williams en Chile y en cinco provincias de Argentina.

Con más de 100 años de experiencia, la misión de CGE es satisfacer la demanda de energía de sus clientes brindando un servicio confiable que contribuya a mejorar la calidad de vida de las personas y la competitividad de las empresas.

Mediante sus filiales participa actualmente en los mercados de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, y de almacenamiento, transporte y distribución de gas, y en los servicios y productos asociados a dichas actividades.

La apuesta a futuro del Grupo se encuentra en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica los que serán abordados mediante su filial CGE Generación S.A., la cual en la actualidad desarrolla el Proyecto Central de Pasada Ñuble, primero de este tipo para el Holding; actividad que fue potenciada en 2009 con la adquisición de Iberoamericana de Energía S.A. (IBENER).





## Hechos Destacados

### Creación de Gerencia Gestión de Personas

En septiembre de 2011, el Directorio de CONAFE aprobó la reestructuración de la Gerencia de Personas y Administración, la cual se dividió en dos Gerencias a partir del 1 de septiembre de 2011: la Gerencia de Administración y Finanzas, y se creó la Gerencia Gestión de Personas.

### Creación de Subgerencia de Minería

Desde junio de 2011 en adelante, y con un claro foco en potenciar el rubro minero, se creó la Subgerencia de Minería en EMELAT, con un modelo que considera un equipo dedicado exclusivamente a los servicios mineros, con el objetivo de captar nuevos clientes y marcar presencia en este mercado.

### Clima Laboral

En el año 2011 se concretaron distintas actividades y se iniciaron Proyectos tendientes a mejorar el ambiente laboral y de entregar una mejor Calidad de Vida a nuestros colaboradores y sus familias, tales como un Programa de Asistencia al Trabajador y su familia, Servicio de Asesoría Previsional a colaboradores y cambio de Caja de Compensación, entre otros.

### Olimpiadas

En el mes de septiembre, en la ciudad de Caldera, se llevaron a cabo las Olimpiadas CONAFE-EMELAT, donde nuestros colaboradores compartieron en un ambiente de sana competencia, reforzando lazos de amistad y trabajo en equipo, al alero de los valores del Alma de Nuestro Grupo.

### Gestión de Prevención de Riesgos

Durante el 2011 en prevención de riesgos y medio ambiente se realizaron diversas actividades conforme a nuestros objetivos estratégicos y plan de trabajo. Dentro de las actividades destacables se puede mencionar la versión de la Semana de la Seguridad y Medio Ambiente -que se realizó en todas las localidades de EMELAT-, y los Premios Excelencia en Prevención de Riesgos y Premio Consejo Nacional de Seguridad.

## Calidad de Servicio

En noviembre de 2011 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) publicó el ranking de empresas de servicio público de distribución correspondiente al año 2010, donde EMELAT S.A. ocupó el lugar N°6 entre las 15 empresas distribuidoras con más de 30.000 clientes.

## Calidad de Atención a Clientes

Durante el año se realizó, además de lo exigido por la reglamentación vigente, una encuesta orientada a tener información más precisa y estructurada sobre la calidad de atención a los clientes. Por otro lado, EMELAT S.A. mantuvo un contacto directo y permanente con sus clientes, mediante el acercamiento de la empresa a éstos.

## Inversiones Operacionales

Durante el Ejercicio 2011 EMELAT S.A. realizó diversas inversiones en su actual zona de concesión por un monto de M\$1.709.930, destinadas principalmente al abastecimiento de los nuevos clientes, la disminución de pérdidas, renovación de instalaciones y mejoramiento de la calidad de servicio en el ámbito de la distribución.

## Negocio de Minería

Durante el año 2011 se ejecutaron importantes obras eléctricas en Media Tensión para CAP, CCM Candelaria y Lumina Copper Chile dueños del proyecto Caserones. Además, en el mes de diciembre esta minera nos adjudicó la construcción de 28 km de línea de Media Tensión. Por otro lado, se siguió con el contrato de Mantenimiento de Enami Paipote.

## Pura Energía. Puro Verano

Miles de clientes de la ciudad de Copiapó asistieron al evento organizado por EMELAT S.A. y el Grupo CGE, donde el conjunto "Teatro Phi" dio vida al show denominado "Pura Energía. Puro Verano".

## Libro Atacama 200

Con la finalidad de insertarse positivamente en la comunidad, EMELAT S.A. participó en la realización del libro "Atacama 200: Imágenes para la memoria de una región"; un documento de fotografías históricas destinado a la preservación y difusión del patrimonio histórico regional de Atacama.



## Informe a los Accionistas

Señores Accionistas:

El Directorio presenta a vuestra consideración la Memoria Anual y los Estados Financieros correspondientes al Ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2011.

La gestión del Ejercicio 2011 arroja una utilidad neta de M\$616.221, lo que implica una disminución con respecto al año 2010.

Por su parte los ingresos ordinarios alcanzaron la suma de M\$66.132.461, cifra inferior a la obtenida durante el año 2010. Con respecto al margen bruto, este fue de M\$5.350.648.

Finalmente los activos del Ejercicio 2011 alcanzaron los M\$38.534.497, mientras los pasivos totalizaron M\$21.317.637.

### Cifras en M\$ a Moneda Histórica de diciembre de cada Año

Año	Ventas	Activos	Pasivos	Utilidad del Ejercicio
2007	62.859.170	45.253.484	17.991.826	7.644.439
2008	82.561.777	52.332.418	20.690.714	9.295.854
2009	71.571.605	75.213.841	25.514.801	7.699.053
2010	66.161.975	39.024.300	21.537.526	4.407.701
2011	66.132.461	38.534.497	21.317.637	616.221

### Utilidad del Ejercicio Moneda Histórica

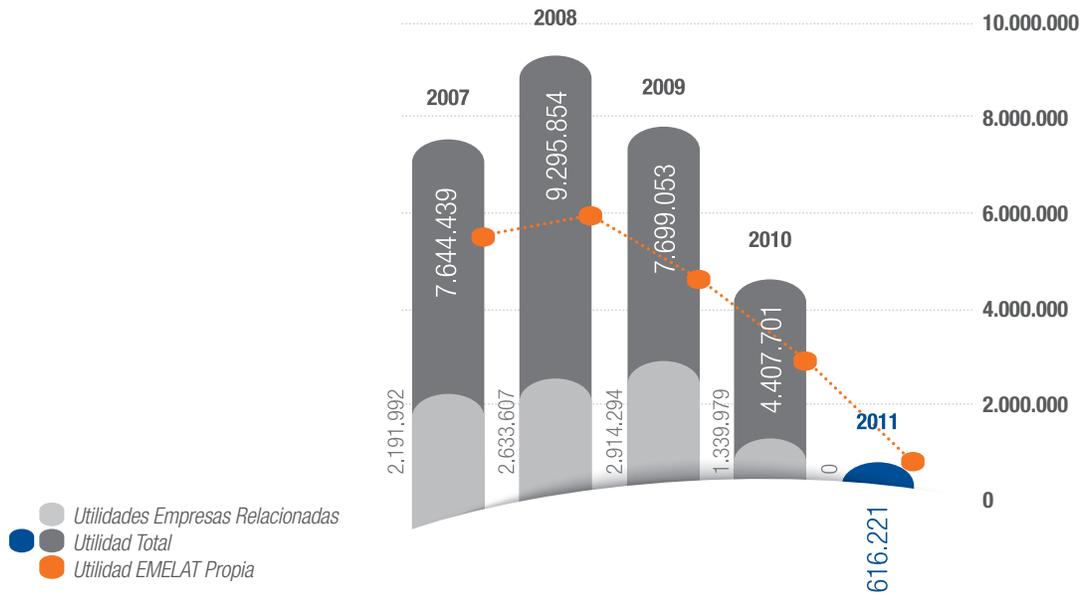
Año	Utilidad EMELAT Propia	Utilidad Empresas Relacionadas	Utilidad Total
	M\$	M\$	M\$
2007	5.452.447	2.191.992	7.644.439
2008	6.051.572	2.633.607	9.295.854
2009	4.784.759	2.914.294	7.699.053
2010	3.067.722	1.339.979	4.407.701
2011	616.221	0	616.221

Utilidades Ejercicios 2007 y 2008 bajo Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados. Desde el Ejercicio 2009 bajo normativa IFRS, correspondiente a Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora.

Producto de la división social de Emelat aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de septiembre 2010, las inversiones en empresas relacionadas fueron traspasadas a Emelat Inversiones S.A.

## Resultado del Ejercicio Período 2007-2011

Moneda Histórica (M\$)



## Utilidad Líquida Distribuible

Ganancia atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora.	M\$	616.221
Pérdidas acumuladas que no provienen de ajustes por primera adopción IFRS.	M\$	0
Utilidad líquida distribuible.	M\$	616.221

## Dividendos

La política de dividendos aprobada por el Directorio e informada en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 14 de marzo de 2011, contempló repartir a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de la Compañía, siempre que la situación financiera de la Empresa lo permitiese. A la fecha, el Directorio ha aprobado el reparto de tres dividendos provisorios, en los meses de junio, septiembre y diciembre de 2011.

## Dividendos Acordados Años 2009, 2010 y 2011 (Moneda Histórica)

Dividendo N°	Fecha de Reparto	Monto por Acción	Monto Total	Cargo
			M\$	
98	28-04-2009	311,695554	1.906.174	Definitivo Ejercicio 2008
99	24-06-2009	218,40	1.335.625	Provisorio Ejercicio 2009
100	28-09-2009	305,80	1.870.119	Provisorio Ejercicio 2009
101	23-12-2009	168,00	1.027.406	Provisorio Ejercicio 2009
102	28-04-2010	168,00	1.027.404	Definitivo Ejercicio 2009
103	25-06-2010	168,00	1.027.404	Provisorio Ejercicio 2010
104	29-09-2010	168,00	1.027.404	Provisorio Ejercicio 2010
105	28-12-2010	180,00	1.100.790	Provisorio Ejercicio 2010
106	12-04-2011	61,00	373.045	Definitivo Ejercicio 2010
107	28-06-2011	43,50	266.024	Provisorio Ejercicio 2011
108	28-09-2011	23,40	143.103	Provisorio Ejercicio 2011
109	27-12-2011	17,00	103.963	Provisorio Ejercicio 2011

Además, el Directorio ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a realizarse en abril de 2012, el reparto de un dividendo definitivo N°110 de \$16,00 por acción, con cargo a las utilidades distribuibles del Ejercicio 2011.

### Dividendos Repartidos por Acción (Moneda Histórica)

Los dividendos repartidos por acción en los últimos tres años, suponiendo la aprobación del dividendo definitivo propuesto por parte de la Junta Ordinaria de Accionistas, son los siguientes:

Año	Valor Histórico
	\$
2009	860,20
2010	577,00
2011	99,90

## Utilidad Repartida con Cargo al Ejercicio de cada Año

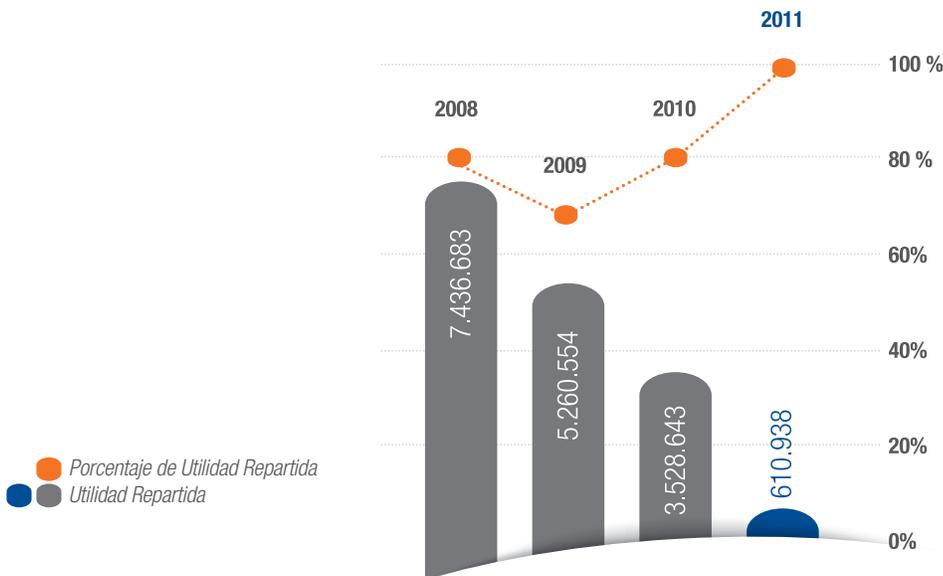
En el cuadro siguiente se muestra la utilidad repartida con cargo a cada Ejercicio en los últimos años, en moneda histórica y como porcentaje de la utilidad del año. Las cifras del año 2011 suponen la aprobación del dividendo definitivo propuesto, por parte de la Junta Ordinaria de Accionistas.

### Utilidad Repartida con Cargo al Ejercicio de cada Año (en M\$ Históricos)

Año	M\$	% Utilidad del Ejercicio
2008	7.436.683	80%
2009	5.260.554	68%
2010	3.528.643	80%
2011	610.938	99%

De ser aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas el dividendo definitivo propuesto, los dividendos repartidos con cargo al Ejercicio 2011 representarían el 99% de la utilidad líquida distribuible. Los montos correspondientes a los dividendos provisorios y al dividendo definitivo se detallan más adelante en el cuadro de Distribución de Utilidades.

### Porcentaje de la Utilidad Repartida (con cargo a cada Ejercicio durante los últimos 3 años)



## Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir la “Ganancia atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora”, ascendente a M\$616.221, en la siguiente forma:

A cubrir dividendo provisorio N°107 de junio de 2011	M\$	266.024
A cubrir dividendo provisorio N°108 de septiembre de 2011	M\$	143.103
A cubrir dividendo provisorio N°109 de diciembre de 2011	M\$	103.963
A cubrir dividendo definitivo N°110 propuesto	M\$	97.848
Al pago de dividendos eventuales en Ejercicios futuros Art. N°80, Ley N°18.046	M\$	5.283

<b>UTILIDAD DEL EJERCICIO</b>	<b>M\$</b>	<b>616.221</b>
-------------------------------	------------	----------------

## Capital y Reservas

De acuerdo al balance, el patrimonio de EMELAT S.A. al 31 de diciembre de 2011 alcanzó M\$17.216.860. Con este patrimonio, el valor libro a esa fecha, considerando las 6.115.498 acciones suscritas y pagadas, ascendió a \$2.815,28 por acción.

Aceptada por la Junta Ordinaria de Accionistas, la distribución de la “Ganancia atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora” que se propone, el capital y fondos de reservas de la Compañía al 31 de diciembre de 2011 quedan constituidos como sigue:

Capital en acciones	M\$	3.770.030
Primas de emisión	M\$	626.636
Otras Reservas	M\$	5.910.393
Ganancias (pérdidas) acumuladas	M\$	6.811.953

<b>PATRIMONIO NETO ATRIBUIBLE A LOS TENEDORES DE INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO NETO DE LA CONTROLADORA</b>	<b>M\$</b>	<b>17.119.012</b>
---	------------	-------------------

## Política de Dividendos para el Ejercicio 2012

Para el Ejercicio 2012, el Directorio propondrá a la Junta Ordinaria de Accionistas distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas de la Compañía, mediante tres dividendos provisorios y un dividendo definitivo, con cargo a las utilidades del Ejercicio.

Los dividendos provisorios se calcularán sobre la base de los estados financieros trimestrales y se pagarán, en lo posible, durante los meses de junio, septiembre y diciembre de 2012. Corresponderá a la Junta Ordinaria de Accionistas acordar la distribución del dividendo definitivo.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a la situación de caja, a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la Compañía, y a la existencia de determinadas condiciones, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

## Directorio

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 14 de marzo de 2011 se procedió a la elección del Directorio con vigencia para el período 2011-2013, el cual quedó compuesto por los siguientes señores:

Presidente:	José Luis Hornauer Herrmann
Vicepresidente:	Francisco Marín Jordán
Directores:	Andrés Pérez Cruz
	Rafael Marín Jordán
	Pablo Neuweiler Heinsen

21

## Audidores Externos

En la Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 14 de marzo de 2011, se designó a la firma PricewaterhouseCoopers Consultores, Auditores y Compañía Limitada, como auditores externos de la Sociedad.

## Hechos Relevantes

Con fecha 25 de febrero de 2011 y de acuerdo con lo dispuesto en Circular N°660 de fecha 22 de octubre de 1986 de la Superintendencia de Valores y Seguros, el Directorio acordó en Sesión Ordinaria proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas a realizarse el día 14 de marzo de 2011, el reparto del dividendo definitivo N°106 de \$61 por acción que se propone pagar el día 12 de abril de 2011, con cargo a las utilidades del Ejercicio 2010.



**EMELAT**

GRUPO CGE  
MEMORIA 2011



MARCHA DE LA  
COMPAÑÍA

# Gestión Comercial

## Mercado

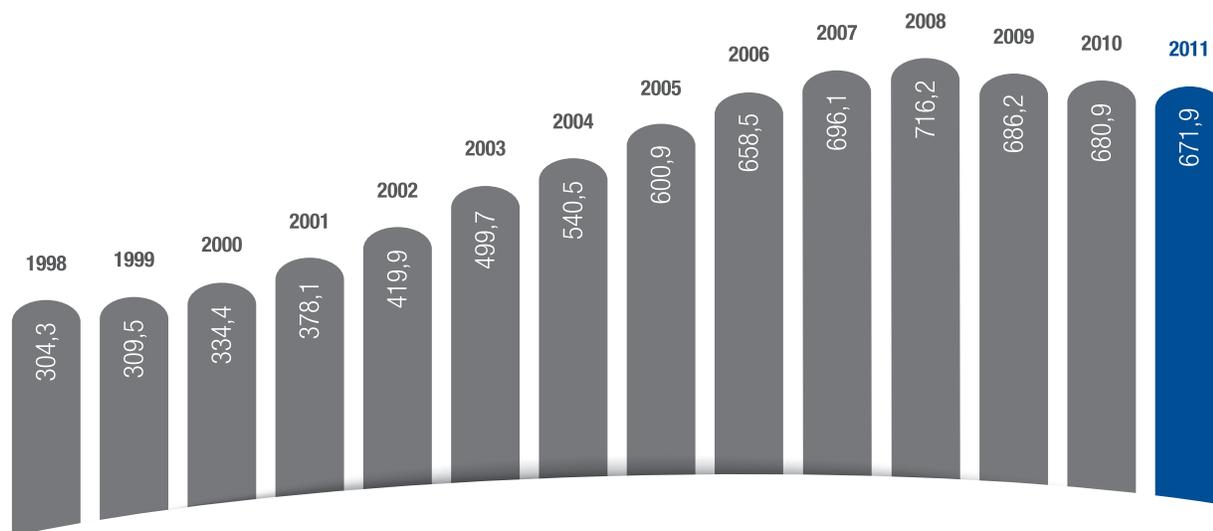
EMELAT S.A. atiende a clientes de energía convencional regulados y libres. Adicionalmente, la empresa presta una importante gama de servicios asociados al suministro eléctrico tales como venta de empalmes, arriendo y suministro de equipos, mantenimiento y construcción de líneas, entre otros. Durante el Ejercicio, el margen generado por estos servicios aumentó un 20,5% respecto al año anterior, fundamentalmente debido a obras asociadas a la doble vía Ruta 5 Norte, Vallenar - Copiapó - Caldera, y también por obras asociadas al mejoramiento de la Avenida Los Carrera en Copiapó.

## Evolución del Mercado

El mercado que atiende EMELAT S.A. ha presentado un incremento en el número de clientes y una disminución en los valores físicos de las ventas de energía.

Las ventas físicas de energía durante el año 2011 alcanzaron a 671,9 GWh, lo que representa una disminución de 1,3% respecto del año anterior, ventas que fueron distribuidas a una cartera diversificada compuesta básicamente por clientes residenciales, comerciales e industriales, principalmente minería de cobre y agrícolas, de las provincias de Chañaral, Copiapó y Huasco.

## Energía Vendida (GWh)

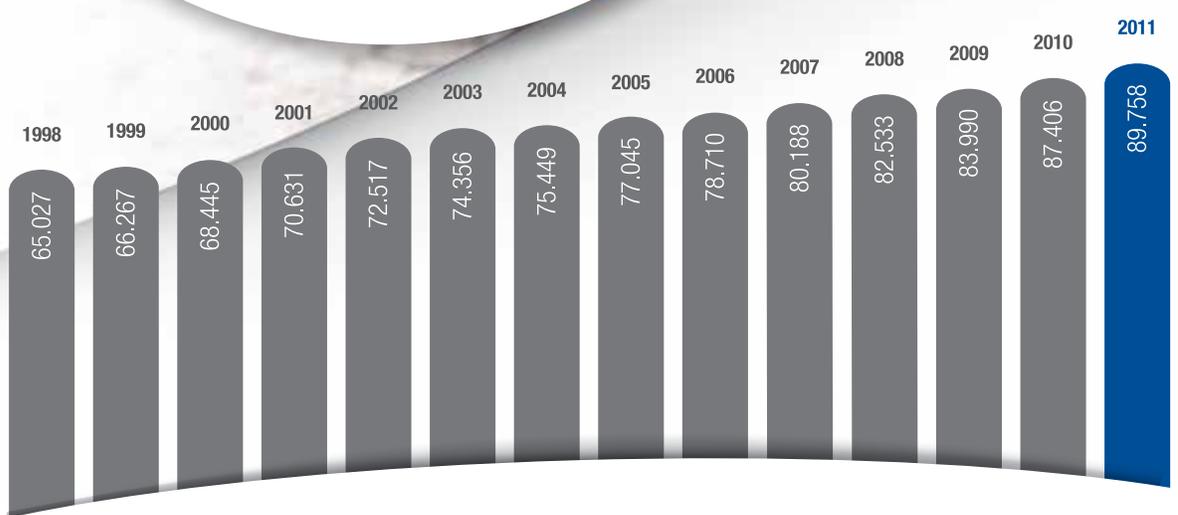


La energía comprada alcanzó a 711 GWh, con una disminución de 0,7% respecto al año 2010.

La pérdida calculada asociada solamente al sistema de distribución fue de 5,9%.



**Número de Clientes**



Al 31 de diciembre de 2011, el número de clientes de EMELAT S.A. alcanzó a 89.758, con un aumento de 2,7% respecto a igual fecha del año anterior. De éstos, 7.875 se encuentran ubicados en la provincia de Chañaral, 57.854 en la provincia de Copiapó y 24.029 en la provincia de Huasco.



## Tarifas

Las tarifas aplicadas durante el año 2011 a los clientes sujetos a regulación de precios, se determinaron sumando el Precio de Nudo Promedio y el valor agregado por concepto de costos de distribución (VAD).

Los precios de nudo, que representan los costos de generación y transporte hasta el punto de conexión con las instalaciones de distribución, son traspasables a los clientes finales a través de un nuevo sistema de precios llamado Precio de Nudo Promedio.

Los Precios de Nudo Promedio nacen de las modificaciones al marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley 20.018, o Ley Corta II, y corresponden a los precios que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados. Estos precios se componen por el promedio ponderado de los precios de nudo de largo plazo y los precios de nudo de corto plazo. Adicionalmente, estos precios incorporan el concepto de Ajuste o Recargo, de tal forma de mantener un precio de energía en los puntos de oferta no superior para ninguna empresa distribuidora sobre el 5% del promedio del sistema.

Los Precios de Nudo Promedio se aplicaron a partir del 1 de enero de 2010 junto con la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro licitado que establecen los Artículos 131° a 135° de la Ley. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Los Precios de Nudo Promedio se fijan en las siguientes ocasiones:

1. Semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año.
2. Toda vez que se produzca la indexación del precio de algún contrato de suministro por una variación sobre el 10% respecto a su precio vigente.
3. Con la entrada en vigencia de algún nuevo contrato de suministro licitado.

Para el período enero a marzo de 2011, los precios de nudo promedio aplicados fueron fijados mediante el Decreto N°22/2010, publicado en el Diario Oficial el día 12 de febrero de 2011. Para el mes de abril de 2011, el Decreto N°38/2011, publicado el día 14 de mayo de 2011, fijó los precios. Para los meses de mayo a junio de 2011, los precios fueron fijados mediante el Decreto N°52/2011, publicado el día 21 de septiembre de 2011. Para los meses de julio a octubre de 2011, los precios fueron fijados mediante el Decreto N°84/2011, publicado el día 31 de diciembre de 2011; y para el período de noviembre y diciembre de 2011, se aplicaron los precios establecidos en el Decreto N°127/2011, publicado el día 2 de enero de 2012.

Como consecuencia de los diferentes ajustes y cambios de precio, el nivel promedio de los precios de compra aumentó un 4,4% durante el año 2011.

Por su parte, el valor agregado de distribución se determinó de acuerdo a las fórmulas tarifarias definidas por el Decreto N°385/2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, resultantes del estudio del Valor Agregado de Distribución para el cuatrienio 2008-2012, con vigencia desde el 4 de noviembre de 2008.

Finalmente, durante el año 2011 y como consecuencia de los Decretos anteriormente indicados, el nivel promedio de los precios de venta aumentó un 5,2% respecto al año 2010.

## Decreto de Subtransmisión

Durante el año 2011, continuó el proceso de determinación del valor anual de cada uno de los 6 Sistemas de Subtransmisión del Sistema Interconectado Central (SIC) y el perteneciente al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), para el cuatrienio 2011-2014, el cual fue iniciado en el año 2009.

Actualmente se encuentra pendiente la publicación del decreto que fije estas tarifas. Una vez que se publique dicho decreto se deberán reliquidar los consumos de los clientes de las empresas distribuidoras y las compras que estas empresas efectúan por concepto de subtransmisión.

## Ley de Subsidios

La Ley General de Servicios Eléctricos, en su artículo N°151, permite otorgar subsidios eléctricos transitorios al pago del consumo de energía eléctrica, favoreciendo a los usuarios residenciales, urbanos y rurales de escasos recursos, "si dentro de un período igual o menor a 6 meses, las tarifas eléctricas registrasen un incremento real acumulado, igual o superior a 5%".

Una vez efectuados los subsidios señalados, EMELAT S.A. debe acreditar ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles los montos descontados, a efectos que ésta autorice el pago del monto respectivo mediante resolución exenta, que será título suficiente para que la Tesorería General de la República proceda al pago.

Durante el año 2011, EMELAT S.A. no participó en procesos de subsidio.

## Resolución Exenta 386

La Ley General de Servicios Eléctricos, en su artículo 148°, indica que las empresas generadoras pueden convenir reducciones o aumentos temporales de consumo de energía con los clientes regulados de las empresas distribuidoras.

La Resolución Exenta N°386/2007 establece las normas necesarias para la adecuada aplicación del mecanismo previsto en dicho artículo, regulando los procedimientos, plazos y demás condiciones que se requieran para su ejecución. Según ésta, los clientes regulados con potencia conectada inferior a 500 kW deben ser clasificados en Grupos de Consumo, a los que se realizará la oferta a través de la empresa distribuidora. En cambio, para los clientes con potencia conectada igual o superior a 500 kW, las ofertas pueden ser realizadas directamente al cliente por la generadora, o a través de la empresa distribuidora.

Durante el año 2011, los generadores que suministran energía y potencia a EMELAT S.A. no realizaron ofertas de ahorro.

## Clientes Libres

La utilidad del año 2011 por concepto de venta de energía a clientes libres fue superior en 1,8% respecto al Ejercicio 2010.

Cabe mencionar, que el cliente libre Sociedad Punta del Cobre S.A. terminó contrato de suministro, a contar de mayo de 2011. No obstante, el cliente mantiene la relación contractual por sus servicios regulados y por el uso de las instalaciones asociadas al suministro libre, estableciéndose un contrato de peaje.

Al 31 de diciembre EMELAT S.A. tenía dos clientes libres: Minera Atacama Kozan en la comuna de Tierra Amarilla y Agrosuper en la comuna de Freirina.

## Contratos de Suministro de Energía y Potencia

En conformidad con lo dispuesto en el artículo 131° del DFL N°4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley General de Servicios Eléctricos, y con el objeto de disponer de energía que permitiera satisfacer el consumo de los clientes regulados, EMELAT S.A. efectuó diversas licitaciones que culminaron con la suscripción de contratos de suministro con los generadores Endesa y AES Gener, los cuales iniciaron su vigencia a contar del 1 de enero de 2010.

Estos contratos permiten asegurar el suministro de energía eléctrica para clientes regulados en las subestaciones Incahuasi, Vallenar, Huasco, Cardones, Chañaral, Diego de Almagro, Copiapó, Hernán Fuentes, Caldera, Tierra Amarilla, Plantas, Cerrillos, Los Loros, Alto del Carmen y El Salado, a través de líneas de media y baja tensión.

## Tarifas de Servicios Asociados a Distribución

Las tarifas aplicadas durante el año 2011 para los 24 servicios no consistentes en suministro de energía asociados a la distribución eléctrica, fueron fijadas por medio del Decreto N°197 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado el 4 de diciembre de 2009.

Es así como los precios vigentes para el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2011, corresponden a los que resultan de aplicar las fórmulas establecidas en el mencionado decreto que fijó las fórmulas tarifarias para el cuatrienio 2008-2012, con vigencia a partir de su fecha de publicación.

## Calidad de Atención a Clientes

Durante el 2011 se realizó, además de lo exigido por la reglamentación vigente, una encuesta orientada a tener información más precisa y estructurada sobre la calidad de atención a los clientes.

Es así como se preguntó a más de 370 clientes su opinión sobre aspectos tales como Facturación y Recaudación, Servicio de Emergencia, Atención del Call Center y Atención en Oficinas Comerciales.



Esta actividad, sumada a las que se están realizando en el marco del proyecto de Clientización, muestran la permanente preocupación de EMELAT S.A. por mejorar día a día los servicios que son prestados a todos sus clientes. De la misma manera, a lo largo del año 2011, se realizaron cinco reuniones con Juntas de Vecinos, Asociaciones de Consumidores y grupos de interés en toda la región (dos en Vallenar, dos en Copiapó y una en Caldera), en las que se abordaron materias tales como riesgos eléctricos en el hogar, conocimiento de la boleta, aspectos normativos de la ley eléctrica y percepción del servicio que la Compañía entrega.

También se mantuvo contacto permanente y se efectuaron reuniones periódicas con el Director Regional de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y con el Director Regional del Servicio Nacional del Consumidor. Además, se llevaron a cabo Talleres ciudadanos organizados por las mismas entidades.

## Negocio de Minería

Durante el Ejercicio del año 2011 se realizaron diversas obras y servicios a clientes mineros, destacando la continuación del contrato de mantenimiento preventivo y correctivo a la Subestación de Poder 110 kV de ENAMI Paipote y las modificaciones de líneas de Media Tensión realizadas a Minera CAP y Lumina Copper Chile del proyecto Caserones. Además, este último adjudicó a EMELAT S.A. la construcción de 28 km de línea de Media Tensión para su Sistema de bombas e impulsión de aguas, obras que comenzarán a ejecutarse a partir del mes de enero de 2012. Además se realizaron importantes obras a CCM Candelaria, las cuales se enmarcan dentro del gran proyecto que lleva a cabo esta empresa minera relacionadas con la construcción de su Planta Desalinizadora y Acueducto en el sector de Caldera. Producto del crecimiento de este mercado y la experiencia adquirida, en 2011 se creó la Subgerencia de Minería.

## Otros Servicios a Clientes

### Call Center Corporativo

Durante el año 2011 se continuó entregando el servicio de Fono Cliente 600 600 6700 y Fono Emergencia 600 600 2233, a través de la empresa NOVANET, con el fin de ofrecer a nuestros clientes instancias de encuentro y comunicación, permitiendo a EMELAT S.A. conocer sus inquietudes, solicitudes y reclamos. En promedio, el Fono Cliente respondió mensualmente cerca de 1.790 llamadas, con una eficiencia aproximada de 92,7% en el servicio otorgado; y en promedio, el Fono Emergencia respondió mensualmente cerca de 7.660 llamadas, con una eficiencia aproximada de 91,7% en el servicio otorgado.

# Gestión Operacional

## Inversiones Operacionales de Distribución

Durante el Ejercicio 2011 EMELAT S.A. realizó diversas inversiones en el ámbito de la distribución por un monto de M\$1.709.930, destinadas principalmente al abastecimiento de los nuevos clientes, la disminución de pérdidas, renovación de instalaciones y mejoramiento de la calidad de servicio.

## Obras de Electrificación de Distribución

La expansión del sistema eléctrico durante el Ejercicio se puede resumir en las siguientes cifras:

Líneas de media tensión (km)	30
Líneas de baja tensión (km)	14
Subestaciones de MT/BT	54
Potencia agregada en transformadores MT/BT (MVA)	5

Las inversiones realizadas significaron la ejecución de aproximadamente 252 proyectos distribuidos principalmente en obras de ampliación y mejoramiento del sistema eléctrico, obras para nuevos clientes, medidores, equipamiento y proyectos especiales.

## Infraestructura Eléctrica de Distribución

Al 31 de diciembre de 2011, el sistema de distribución que abastece EMELAT S.A. cuenta con las siguientes instalaciones:

Líneas de media tensión (km)	1.039
Líneas de baja tensión (km)	924

Asimismo, a la fecha la infraestructura considera 2.834 subestaciones de distribución MT/BT, desagregadas en 1.209 propias y 1.625 particulares, lo que representa una potencia total instalada de 322 MVA con potencias instaladas de 87 MVA y 235 MVA respectivamente.



## Calidad de Servicio

En noviembre de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) informó mediante Oficio Circular el ranking de empresas concesionarias de servicio público de distribución del año 2010, en el cual EMELAT S.A. obtuvo una nota 7,77 sobre 10 puntos, que la llevó a ocupar el 6° lugar entre las 15 empresas distribuidoras con más de 30 mil clientes. No obstante lo anterior, al considerar sólo lo relacionado con la nota por índices de continuidad de servicio, EMELAT S.A. ocupó el 8° lugar en el mismo segmento de empresas.

La composición de esta calificación considera en un 50% la nota obtenida por Índices de Continuidad de Servicio (8,20), en un 37,5% la nota obtenida en la Encuesta de Calidad de Servicio (7,62), y en un 12,5% la nota por Reclamos Efectuados en SEC por parte de nuestros clientes (6,53).



Para el período SEC 2011, que considera desde diciembre 2010 a noviembre 2011, los indicadores de continuidad de suministro, que sirven para controlar y supervisar la calidad de servicio recibida por los clientes, presentaron una frecuencia media de 8,75 interrupciones al año, con un tiempo medio total de interrupción por cliente de 18,65 horas al año.

En el ámbito propio de la distribución, es decir, descontando las interrupciones en los sistemas de generación, transmisión y subtransmisión, los índices para el año 2011 presentaron una frecuencia media de 3,15 interrupciones al año y un tiempo medio de interrupción por cliente de 8,00 horas al año. Sin considerar las interrupciones producidas por fuerza mayor o casos fortuitos, los índices llegaron a 1,61 interrupciones promedio y 4,07 horas al año por cliente, con lo que se cumplió satisfactoriamente con las exigencias de continuidad del suministro establecidas por la autoridad.



## Prevención de Riesgos

Durante el 2011 en prevención de riesgos y medio ambiente se realizaron una gran cantidad de actividades, conforme a nuestros objetivos estratégicos y plan de trabajo.

Uno de los hechos destacados fue el encuentro de prevención de riesgos y medioambiente con especialistas de importantes empresas mineras de la región y la Mutual de Seguridad de la Cámara Chilena de la Construcción, donde el Subgerente Corporativo de RSE y Medio Ambiente de CGE, expuso el tema “Desafíos Ambientales de la Industria de Distribución”.

Así, en EMELAT se mantiene por tercer año el índice de Cero accidente con lesión incapacitante en el caso de los colaboradores internos, lo que permitió ganar los siguientes premios del Consejo Nacional de Seguridad de Chile:

- Premio Excelencia en Prevención de Riesgos, que se otorga a aquellas Empresas, Industrias o Instituciones que hayan logrado mantener una frecuencia cero durante 2 años consecutivos o más. En el caso de EMELAT son 3 años consecutivos de frecuencia cero 2008-2009-2010.
- Premio Consejo Nacional de Seguridad, que se otorga a aquellas Empresas, Industrias o Instituciones que hayan logrado la más baja Tasa de Frecuencia en su grupo-categoría y cuyo valor sea de significación. En el caso de EMELAT es cero por lo cual estaría en la categoría de significación.

En EMELAT S.A., durante el año 2011, una de las prioridades estuvo en la Prevención de Riesgos y el cuidado del Medio Ambiente, respondiendo a la preocupación constante de los colaboradores de la Compañía y de Empresas Colaboradoras Externas.

Con la aplicación sistemática del Sistema de Prevención de Riesgos y Medio Ambiente a través de los Grupos de Prevención de Riesgos, se logró internalizar aún más los procedimientos, regular los procesos y establecer estándares de seguridad. De la misma manera, se capacitó permanentemente a técnicos y profesionales, además de cumplir con la normativa de la autoridad y alcanzar la meta de cero accidente.

También se realizaron capacitaciones formales tales como cursos para electricistas de nivelación de competencias nivel uno, jornadas mensuales de seguridad donde participó el 100% de los colaboradores y la semana de la seguridad, con actividades destacables de autocuidado. Todas las actividades han sido muy importantes para los colaboradores, ya que permiten controlar los riesgos inherentes a sus labores.

Asimismo, durante el año 2011, en EMELAT S.A. se lideraron importantes contratos mineros, implementando planes de seguridad, salud ocupacional y medio ambiente, que permitieron finalizar con éxito, tanto en materia de eficiencia operacional como en Prevención de Riesgos, al no reportar accidentes con lesiones incapacitantes a los colaboradores que participaron en ellos.

Respecto a medio ambiente, se realizó la trazabilidad de los residuos industriales, además de contar con un patio de disposición transitoria de residuos peligrosos y no peligrosos.

# Gestión de Personas

## Dotación

La Dotación de la Compañía al 31 diciembre de 2011 está compuesta por un total de 92 personas, de las cuales 4 son ejecutivos, 25 profesionales, 49 técnicos y 14 administrativos.

Año	Ejecutivos	Profesionales	Técnicos	Administrativos	Total
2011	4	25	49	14	92

## Creación de Gerencia Gestión de Personas

Considerando los nuevos desafíos que la Compañía deberá enfrentar en los próximos años, en septiembre de 2011 el Directorio de EMELAT S.A. aprobó la reestructuración de la Gerencia de Personas y Administración, la cual se dividió en dos Gerencias a partir del 1 de septiembre de 2011: la Gerencia de Administración y Finanzas y se creó la Gerencia Gestión de Personas. Esta nueva Gerencia, significa la fundación de un área que se dedicará exclusivamente a los temas asociados a Personas; el pilar fundamental de la Estrategia Corporativa El Alma de Nuestro Grupo.

## Creación Subgerencia de Minería

Desde junio de 2011 en adelante, nuestra empresa ha dado un importante giro en la manera de ver y gestionar el negocio minero; con un claro foco en potenciar este rubro en toda el área de influencia en las regiones de Valparaíso, Coquimbo y principalmente en la Región de Atacama, donde existe una importante expansión de la minería en los próximos años.

A través de esta subgerencia se busca potenciar los negocios en esta área, aprovechando la experiencia que hemos adquirido con los años en materia de construcción de líneas y subestaciones, y mantención de instalaciones eléctricas. Esto, por medio de un modelo que considera un equipo dedicado exclusivamente a los servicios mineros, con el claro objetivo de captar nuevos clientes y marcar presencia en este mercado, el que tiene un importante crecimiento y desarrollo en nuestra zona de concesión.

## Clima Laboral

En el año 2011 se concretaron distintas actividades y se iniciaron Proyectos tendientes a mejorar el ambiente laboral y a entregar una mejor Calidad de Vida a nuestros colaboradores y sus familias:

- Se inició el Programa de Asistencia al Trabajador y su familia, servicio entregado por Empresa Asesora experta en materias del ámbito psicológico, financiero y legal.
- Se activó el Convenio de Protección Oncológica de la Fundación del Cáncer Arturo López Pérez, el cual va en directo Beneficio de nuestros colaboradores y su grupo familiar.

- Se aplicó Estudio sobre Familia y Entorno que recopiló información relevante de los colaboradores y de su grupo familiar que permitirá tener mayor información al momento de generar planes de acción en pos del mejoramiento de la calidad de vida de éstos según sus reales necesidades.

## Capacitación del Personal

Dentro de las actividades de mayor relevancia del área de Gestión de Personas, se encuentra la capacitación, la que tiene por objeto desarrollar las competencias y habilidades conducentes a alcanzar mejores niveles de desempeño. Es así como durante el año 2011 EMELAT S.A., junto a sus colaboradores y a través del Comité Bipartito de Capacitación, desarrolló un programa que consideró tópicos como: Administrativos, Técnicos, Psicológicos, Informáticos y de Seguridad.

Las acciones de capacitación durante el año 2011 totalizaron 4.706 horas- hombre duplicando al año anterior logrando ser reconocidos por SENCE como la empresa pequeña con más capacitaciones realizadas en la Región. El número de colaboradores capacitados alcanzó a 84, lo que representa el 91% del total del personal. Esto implica que cada trabajador asistió a un promedio de 4 horas-mes de capacitación.

## Bienestar

Conforme a la política de apoyo al personal en aspectos relacionados con la salud, educación y recreación, la empresa destinó en el año 2011 la suma de M\$140.333, correspondiendo el 45,5% a gastos destinados a aportar al financiamiento de Seguro Complementario de Salud, 27,4% a beneficios de estudio para los trabajadores y sus hijos, y 27,1% a actividades de recreación del personal y su grupo familiar.

En el ámbito recreativo destacamos la habilitación de nuestro Complejo Deportivo, donde se realizaron diferentes eventos enmarcados en actividades deportivas que permitieron fomentar la amistad y convivencia entre los trabajadores. Además la Empresa invitó a sus colaboradores a participar de una Cena de Fin de Año realizada en el mes de noviembre, con el objeto de compartir y agradecer los logros alcanzados, y durante el mes de diciembre se realizó una tarde recreativa para los hijos de los colaboradores, que incluyó animaciones infantiles, juegos inflables y entrega de regalos.

## Gestión de Contratistas

Durante el 2011, en EMELAT S.A., se dio énfasis en seguir avanzando hacia una Cultura en Prevención de Riesgos y Medio Ambiente de las Empresas Colaboradoras Externas.

En este sentido, se destaca la activa participación e integración de todos los colaboradores externos en jornadas de capacitación, tales como cursos de nivelación de competencias y destrezas para electricistas, e inducción para todos los colaboradores que realizan trabajos en las instalaciones de la Compañía. Además, las empresas externas realizaron y participaron en actividades sistemáticas establecidas en el programa de prevención de riesgos y medio ambiente de la Compañía, asistiendo a las actividades trimestrales y anuales, donde destacan la semana de la seguridad y las reuniones mensuales de los grupos de prevención de riesgos, con participación de un 100% de los colaboradores.

Estas acciones, realizadas de forma continua, permitieron llevar un mayor control en el cumplimiento de la Ley de Subcontratación y colaboradores de servicios transitorios.

# Gestión Financiera

## Factores de Riesgo

EMELAT S.A. opera en un mercado de servicios de primera necesidad, caracterizado por su estabilidad y constante crecimiento, por lo que presenta factores de riesgo comercial limitados. Sin embargo, para cubrir posibles siniestros en sus instalaciones y activos en general, la Empresa posee pólizas de seguro que cubren riesgos operacionales y de responsabilidad civil.

Mediante la reorganización corporativa de la sociedad, EMELAT S.A. se ha transformado en una empresa focalizada en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile.

## Política de Financiamiento

La política de financiamiento aprobada por el Directorio considera un nivel de endeudamiento conservador, definido en base a la razón entre la deuda total respecto del patrimonio. La razón de endeudamiento de la Compañía al 31 de diciembre de 2011 asciende a 1,24.

Para la obtención de recursos, EMELAT S.A. ha recurrido a las siguientes fuentes de financiamiento:

- Recursos Propios
- Préstamos Bancarios
- Cuenta Corriente Mercantil

## Cuenta Corriente Mercantil

Al 31 de diciembre de 2011, se encuentra vigente un contrato de Cuenta Corriente Mercantil entre EMELAT S.A. y CGE, donde ambas compañías se obligan recíprocamente a remitirse y recibir en propiedad cantidades determinadas de dinero o valores, sin aplicación a un empleo determinado, ni obligación de tener a la orden una suma equivalente, pero con cargo de acreditar a la remitente sus remesas, de liquidarlas en las épocas convenidas, compensarlas de una sola vez hasta la concurrencia del débito y crédito, y de pagar el saldo, si lo hubiere.

Dicho contrato se renueva tácita y automáticamente por períodos iguales y sucesivos de un año, salvo que alguna de las partes manifieste a la otra, por escrito, su intención de ponerle término con al menos seis meses de anticipación.

## Bancos

EMELAT S.A. opera con los siguientes bancos:

BancoEstado  
Banco de Chile

Banco Santander  
Banco de Crédito e Inversiones

## Datos Estadísticos

A continuación se resumen los principales datos estadísticos (en pesos históricos) que reflejan la marcha y el desarrollo de la Compañía en los últimos años.

	Unidad	2007 PCGA	2008 PCGA	2009 IFRS	2010 IFRS	2011 IFRS
Ingresos de Explotación	M\$	62.859.170	82.561.777	71.571.605	66.161.975	66.132.461
Resultado del Ejercicio	M\$	7.644.439	9.295.854	7.699.053	4.407.701	616.221
Inversión Activo Fijo	M\$	2.173.453	4.079.100	2.953.015	3.232.763	1.743.960
Valor Libro Acciones	\$	4.457,80	5.174,02	8.126,74	2.859,42	2.815,28

*Valores de Ejercicios 2007 y 2008 bajo Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados. Valores 2009, 2010 y 2011 bajo normativa IFRS, correspondiente a Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora.*

# Compromiso con la Comunidad

En nuestro constante objetivo por aportar a la comunidad y convertirnos en un socio constructivo para el desarrollo de las zonas donde estamos presentes, durante el año 2011 se llevaron a cabo diferentes iniciativas que buscaron contribuir en esta línea, para así fortalecer los lazos con nuestros clientes y la autoridad.

## Pura Energía. Puro Verano

Más de 8.000 personas disfrutaron en febrero de 2011 del espectáculo que EMELAT S.A. llevó a la ciudad de Copiapó, denominado "Pura Energía. Puro Verano", el cual se presentó en diferentes ciudades del país a través de las filiales del Grupo CGE.

El espectáculo consistió en la presentación del conjunto "Teatro Phi", quienes deslumbraron con un show de body percussion a todos los asistentes. De la misma manera, un grupo de niños y adolescentes formaron parte de un taller que los mismos integrantes de "Teatro Phi" realizaron, con el objetivo de enseñar a los asistentes algunas técnicas de body percussion, danza y teatro.

## Libro Atacama 200

Con la finalidad de insertarse positivamente en la comunidad y aportar al desarrollo cultural de la región, EMELAT S.A. participó en la realización del libro "Atacama 200: Imágenes para la memoria de una región"; un documento de fotografías históricas destinado a la preservación y difusión del patrimonio histórico regional de Atacama.

La idea de generar un libro con imágenes históricas de la Región de Atacama nace de EMELAT S.A. y es desarrollada por el Museo Regional de Atacama con el objetivo de aportar a la cultura y educación de la región, puesto que actualmente este libro está presente en el Museo Regional, Bibliotecas y colegios de Atacama.

## Patrocinio Gira Cultural Consejo Regional de Cultura y las Artes

EMELAT S.A. apoyó la Gira Cultural organizada por el Consejo Regional de Cultura y las Artes, donde la compañía teatral "Teatroonirus" llevó la obra "Altazor, Pasajero de su destino" a las localidades de Cachiyuyo, El Salvador, Chañaral y Caldera entre el 14 y 20 de mayo, y donde asistieron aproximadamente 3.500 personas.

El patrocinio de EMELAT S.A. consistió en el apoyo de empalmes eléctricos para las presentaciones.

## Mesa de Energía en Atacama

Por segundo año consecutivo en Copiapó se llevó a cabo con éxito la Mesa Regional de Energía, donde EMELAT S.A. extendió la invitación a autoridades, académicos y clientes de la región. Al igual que la primera versión, se generó una instancia público-privada para debatir y analizar sobre el desarrollo energético de la región, con principal foco en la potencialidad de las Energías Renovables No Convencionales en Atacama.

## Encuentros con Empresarios

Como ya es habitual en EMELAT S.A., durante 2011 se llevaron a cabo 2 encuentros con empresarios y grandes clientes de Copiapó y Huasco, donde el objetivo fue generar acercamiento con los clientes e intercambiar opiniones sobre los proyectos de desarrollo de Atacama, informando asimismo sobre los planes de inversión y crecimiento de EMELAT S.A. en la región.



## Misión Noche Buena

Por duodécimo año consecutivo en EMELAT S.A. se llevó a cabo Misión Noche Buena, campaña solidaria que en 2009 se hizo extensiva a todo el Grupo CGE y que busca ayudar, junto a la Iglesia Católica, a familias de escasos recursos de la región.

En un año de grandes desafíos para la región de Atacama, nuestros colaboradores mostraron su templanza, compromiso y calidad humana no sólo en el desempeño de sus tareas habituales, sino también en el logro de reunir casi 1.600 cajas con alimentos para la campaña Misión Noche Buena. Para ello, se organizaron diferentes actividades y eventos durante el año, integrando a la campaña a los principales empresarios de la región, colegios y entidades públicas. El 22 de diciembre, los propios colaboradores y sus familias distribuyeron estas cenas de navidad entre las familias más desposeídas de la región.

Esta actividad es una muestra de compromiso real y concreto con las comunidades donde estamos presentes, donde destacó la participación de cada uno de nuestros colaboradores para hacer realidad esta iniciativa que se extendió por todo el país.

## Otras Actividades con la Comunidad

El acercamiento con Juntas de Vecinos y establecimientos educacionales no estuvo ausente durante 2011. Fue así como se desarrollaron, como es habitual en EMELAT S.A., reuniones con Juntas de Vecinos, donde se busca generar retroalimentación con los clientes, escuchar sus inquietudes y entregar información relevante para ellos en materias comerciales, de seguridad y técnicas.

Asimismo, en el Parque El Pretil de Copiapó, EMELAT S.A. efectuó el lanzamiento de la campaña "Eleva tu Alegría, por un 18 más Seguro" con un centenar de niños y con la presencia de SEC, SERNAC y Carabineros de Chile. La iniciativa buscó promover conductas preventivas a niños y adultos para evitar accidentes provocados por el uso del volantín en Fiestas Patrias.



**EMELAT**

GRUPO CGE  
MEMORIA 2011



ANTECEDENTES  
GENERALES DE LA  
COMPAÑÍA

## Identificación de la Sociedad

<b>Razón Social</b>	Empresa Eléctrica Atacama S.A.
<b>Nombre de Fantasía</b>	EMELAT S.A.
<b>Tipo de Sociedad</b>	Sociedad Anónima Cerrada
<b>Inscripción Registro Especial de Entidades Informantes (Ley 20.382)</b>	N°242
<b>Domicilio Legal</b>	Av. Circunvalación Ignacio Carrera Pinto N°51, Copiapó
<b>R.U.T.</b>	87.601.500-5
<b>Audidores Externos</b>	PricewaterhouseCoopers Consultores Audidores y Compañía Limitada

## Constitución de la Sociedad

La Sociedad Empresa Eléctrica Atacama S.A. se constituyó por Escritura Pública el 30 de septiembre de 1983, ante el Notario Público de Santiago don Enrique Morgan Torres. Su extracto se publicó en el Diario Oficial N°31.710 el 3 de noviembre de 1983 y se inscribió en el Registro de Comercio de Copiapó a fojas 160 bajo el N°90 del 8 de noviembre de 1983.

## Objeto Social

La sociedad tendrá por objeto:

- a) Explotar la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y autorizaciones respectivas;
- b) Comprar, vender, distribuir, representar, importar, exportar y en general comercializar por cuenta propia o ajena todo tipo de productos, artefactos eléctricos y equipos y la prestación de servicios o asesoría técnica respecto a estos productos, artefactos y equipos, ya sea en forma directa o a través de terceros;
- c) Realizar por sí o a través de sociedades filiales o relacionadas, inversiones en toda clase de bienes inmuebles o muebles, corporales o incorporales, administrar dichas inversiones disponer de ellas y obtener rentas de las mismas, manteniendo en todo caso como actividad principal, directa o indirectamente, la descrita en la letra a); y,
- d) Organizar, constituir, incorporarse a, o formar parte de, modificar y disolver sociedades, cuyos objetos sociales sean similares o complementarios de los indicados en las letras anteriores, pudiendo suscribir lo que sea necesario de sus respectivos capitales sociales, adquirir y enajenar acciones de las mismas y efectuarles aportes de dinero, especies y/o servicios.



## Principales Ciudades, Pueblos y Localidades Atendidas por EMELAT S.A.

### Región de Atacama

#### Provincia de Chañaral

Chañaral, Diego de Almagro, El Salado, Inca del Oro.

#### Provincia de Copiapó

Copiapó, Caldera, Tierra Amarilla, Los Loros.

#### Provincia de Huasco

Vallenar, Freirina, Huasco, Alto del Carmen, Incahuasi.



COMUNA DE DIEGO DE ALMAGRO  
**3.078 clientes**

COMUNA DE CHAÑARAL  
**4.694 clientes**

COMUNA DE CALDERA  
**7.403 clientes**

COMUNA DE COPIAPÓ  
**47.353 clientes**

COMUNA DE TIERRA AMARILLA  
**3.098 clientes**

COMUNA DE HUASCO  
**3.181 clientes**

COMUNA DE ALTO DEL CARMEN  
**2.319 clientes**

COMUNA DE FREIRINA  
**1.917 clientes**

COMUNA DE VALLENAR  
**16.715 clientes**

**89.758 clientes**

## Oficinas

### Oficinas Comerciales y Centros de Pago Región de Atacama

Ciudad	Dirección	Teléfono
Chañaral	Merino Jarpa N°882	600 600 6700
Diego de Almagro	J. Martínez N°1402, Local 1	600 600 6700
Caldera	Cousiño N°495	600 600 6700
Copiapó	Av. Circunvalación N°51	600 600 6700
Copiapó	Chacabuco N°559	600 600 6700
Tierra Amarilla	Av. Miguel Lemuer N°503	600 600 6700
Huasco	Craig N°343	600 600 6700
Alto del Carmen	Aníbal Pinto esquina 31 de enero	600 600 6700
Vallenar	Marañón N°831	600 600 6700
Freirina	Río de Janeiro N°611	600 600 6700

## Descripción del Sector Eléctrico

La industria eléctrica en Chile se encuentra regulada por la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción), sus modificaciones y su Reglamento Eléctrico (DS N°327 de 1997 del Ministerio de Minería), que determinan el ámbito de operación e interacción entre los agentes del mercado.

El mercado eléctrico está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución; es en esta última donde participa EMELAT S.A. Las empresas de distribución de energía eléctrica operan bajo un régimen de concesión de servicio público, con obligación de otorgar el servicio y con regulación tanto de las tarifas a clientes finales como de la calidad del servicio entregado.

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales.



## Descripción de las Actividades y Negocios

La Empresa Eléctrica Atacama S.A. distribuye y comercializa energía eléctrica en la Región de Atacama, teniendo como preocupación preferente la atención a sus clientes, los cuales se encuentran en las comunas de Copiapó, Caldera, Tierra Amarilla, Chañaral, Diego de Almagro, Vallenar, Huasco, Freirina y Alto del Carmen.

Dicha actividad se realiza de acuerdo al Decreto de Concesión Resolución N°248 del 4 de noviembre de 1983 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y posteriores autorizaciones conforme a la expansión de las redes eléctricas.

Durante el Ejercicio, los principales clientes de la Empresa fueron Sociedad Punta del Cobre S.A., Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan, Compañía Exploradora y Explotadora Minera Chilena - Rumana COEMIN S.A. y la Empresa Nacional de Minería (Enami).

## Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2011 los 12 principales accionistas de la Sociedad son los siguientes:

Razón Social o Nombre Accionista	N° Acciones	% de la Propiedad
Emel Atacama S.A.	6.017.958	98,41
Inversiones Unespa S.A.	8.046	0,13
Inversiones Tacora Ltda.	3.453	0,06
Cisternas Zarzola, Custodio	3.130	0,05
Bobic Hromic Veselco, Juan	2.868	0,05
Soc. Minera Papapietro Ltda.	2.775	0,05
Lohse Torrejón, Roberto	2.685	0,04
Fuentealba Sepúlveda, Guillermo	2.619	0,04
Exportadora Río Blanco Ltda.	2.356	0,04
Guerrero García, Mario	2.330	0,04
Paez Osses, Italo	2.266	0,04
Sepúlveda Badilla, José	2.173	0,04
<b>Total Acciones Empresa</b>	<b>6.115.498</b>	<b>100,0000</b>

Emel Atacama S.A. es el único controlador de la Empresa y posee por sí solo el 98,41% de la propiedad.

Emel Atacama S.A., sociedad anónima cerrada, es controlada por Compañía General de Electricidad S.A., sociedad anónima abierta inscrita en el registro de Valores de la SVS bajo el N°83, en la cual con fecha 23 de noviembre de 2000 los denominados Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz, formalizaron un pacto de actuación conjunta, el cual fue notificado a Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) y depositado en su Registro de Accionistas con fecha 4 de diciembre de 2000. Los mismos accionistas celebraron con fecha 23 de noviembre de 2000 un pacto de actuación conjunta que les permitió alcanzar el control de Indiver S.A. En virtud de estos Pactos, los accionistas que componen los grupos mencionados, controlaban directamente al 31 de diciembre de 2010 el 53,75% de las acciones emitidas de CGE e indirectamente, si se sumaban las acciones que pertenecían a Indiver S.A. a la misma fecha, el 64,86% del total de acciones.

Con fecha 11 de agosto de 2011, el Notario Público de Santiago don Patricio Zaldívar Mackenna, notificó al Gerente General de CGE, el instrumento privado suscrito con fecha 1 de agosto de 2011 y una carta de fecha 11 de agosto de 2011, en los que, los denominados Grupo Familia Marín y el Grupo Almería, declararon haber acordado poner término al Pacto de actuación conjunta suscrito con fecha 23 de noviembre de 2000.

Por tal motivo, en conformidad a los artículos 97 y siguientes de la Ley 18.045, Compañía General de Electricidad S.A. no posee controlador al 31 de diciembre de 2011.

**Accionistas que poseen el 10% o más del capital de la sociedad:**

	Rut	Participación
Indiver S.A.	94.478.000-9	11,26%

Los denominados Grupo Familia Marín, Grupo Almería y el Grupo Familia Pérez Cruz, individualmente considerados, poseen a través de las personas naturales y jurídicas que se indicarán a continuación, acciones que representan respectivamente el 22,7361%, 20,9906% y 11,3569% del capital de la sociedad:

Los principales socios directos e indirectos de las personas jurídicas mencionadas en estos grupos son:

Grupo Familia Marín	Rut	Participación
CONSTRUCTORA DE VIVIENDAS ECONOMICAS SANTA MARTA LTDA.	86.911.800-1	6,2647%
INVERSIONES HEMACO LTDA.	96.647.170-0	4,5701%
DOÑA MARIA LORETO S.A.	96.721.970-3	3,4793%
FOGER SOCIEDAD DE GESTION PATRIMONIAL LTDA.	79.685.990-3	3,2317%
RENTAS KUREWEN S.A.	79.883.900-4	0,9865%
RENTAS E INVERSIONES SAN ANTONIO LTDA.	79.944.140-3	0,8615%
EL MAYORAZGO S.A.	96.803.670-K	0,4659%
MARIN Y CIA.S.A.	88.079.100-1	0,4641%
SOCIEDAD DE RENTAS DON ERNESTO LTDA.	79.944.150-0	0,4188%
POLO SUR SOCIEDAD DE RENTAS LIMITADA	79.685.260-7	0,1593%
COMPAÑIA DE RENTAS EPULAFQUEN LTDA.	78.802.860-1	0,1541%
COMPAÑIA GENERAL DE RENTAS LTDA.	78.777.760-0	0,1491%

(Continuación)

SOCIEDAD DE RENTAS SANTA MARTA	96.721.500-7	0,1481%
DON GUILLERMO S.A.	96.721.490-6	0,1400%
SOCIEDAD CIVIL DE RENTAS HUIHUE LTDA.	78.511.400-0	0,1400%
COMPAÑIA DE RENTAS LIMAR LTDA.	77.311.230-4	0,1179%
MARIN JORDAN, LUIS IGNACIO	8.541.797-5	0,1070%
COMPAÑIA DE RENTAS TRIGAL LTDA.	77.309.810-7	0,1043%
INVERSIONES LA PINTA LIMITADA	79.685.650-5	0,1003%
RENTAS PADUA LTDA.	76.005.220-5	0,0913%
RENTAS LAS ROCAS LTDA.	76.005.480-1	0,0897%
RENTAS SANTA BLANCA LTDA.	76.005.420-8	0,0814%
RENTAS KIEV LTDA.	76.005.400-3	0,0781%
RENTAS SAN RAMON LTDA.	76.005.360-0	0,0759%
MARIN ESTEVEZ, FRANCISCO JAVIER	2.773.387-5	0,0481%
MARIN JORDAN, JOSE ANTONIO	8.541.799-1	0,0474%
CORREA DE MARIN, MARIA LUZ	2.903.022-7	0,0468%
RENTAS CAMINO MIRASOL LTDA.	78.547.560-7	0,0315%
MARIN JORDAN, RAFAEL ANDRES	8.541.800-9	0,0163%
MARIN JORDAN, MARIA ELENA	8.351.573-2	0,0137%
MARIN JORDAN, FRANCISCO JAVIER	8.351.571-6	0,0120%
JORDAN DE MARIN, ELENA	3.010.063-8	0,0102%
ALAMOS OLIVOS, MARIA CAROLINA	10.045.492-0	0,0095%
MARIN CORREA, MARIA LUZ	7.205.867-4	0,0095%
MARIN CORREA, MARIA LORETO	7.678.119-2	0,0050%
MARIN CORREA, MARTA EUGENIA	8.131.765-8	0,0041%
MARIN CORREA, GUILLERMO	6.337.692-2	0,0021%
MARIN CORREA, MARIA JOSEFINA	7.678.118-4	0,0006%
CERDA COSTABAL, XIMENA	11.847.354-K	0,0004%
HIRTH INFANTE, MARIA DE LOS ANGELES	9.827.021-3	0,0003%
PARTICIPACION GRUPO FAMILIA MARIN		22,7361%

Grupo Almería	Rut	Participación
INVERSIONES TUNQUEN S.A.	96.607.940-1	5,5453%
INVERSIONES ALMERIA S.A.	96.565.850-5	4,5052%
INVERSIONES QUITRALCO S.A.	96.607.900-2	4,4874%
INVERSIONES LOS ACACIOS S.A.	96.597.440-7	3,6552%
INVERSIONES ALSACIA S.A.	96.607.960-6	1,2285%
INVERSIONES EL QUISCAL S.A.	96.607.950-9	0,6687%
INMOBILIARIA LOS OLIVOS S.A.	95.481.000-3	0,1179%
INVERSIONES LESONIA LTDA.	77.106.760-3	0,0867%
HORNAUER LOPEZ, JUAN	2.803.740-6	0,0785%
HEINSEN WIDOW, GABRIELLE MARGARITA	2.425.161-6	0,0764%
INVERSIONES CAUCURA LTDA.	77.106.780-8	0,0753%
HORNAUER OLIVARES, CAMILO	10.063.136-9	0,0517%
HORNAUER OLIVARES, CAROLINA	9.051.177-7	0,0515%
RENTAS INVERLAND LTDA.	76.255.610-3	0,0487%
SUCESION HORNAUER LOPEZ, JOSE	1.294.847-6	0,0407%
RENTAS TALCAN LTDA.	76.255.630-8	0,0400%
RENTAS ENTEN LTDA.	76.255.750-9	0,0361%
RENTAS INVERPLUS LTDA.	76.255.680-4	0,0312%
INVERSIONES BOSQUES DE MONTEMAR LTDA.	77.462.460-0	0,0257%
RENTAS COLIUMO LTDA.	76.255.660-K	0,0204%
HORNAUER HERRMANN, CARLOS MANUEL	6.561.811-7	0,0179%
INVERSIONES EBRO LTDA.	77.562.240-7	0,0151%
HERRMANN HUGO, ROSEMARIE	3.124.505-2	0,0143%
INVERSIONES EDR LTDA.	77.211.900-3	0,0142%
EWERTZ HARSEN, PAMELA ISABEL FRANCISCA	4.562.119-7	0,0105%



(Continuación)

MUÑOZ HAAG, GABRIELA DE LOS ANGELES	7.088.905-6	0,0101%
HUGHES MONTEALEGRE, DOREEN VIVIAN	6.116.003-5	0,0100%
VACCARI GIRAUDD, BRUNELLA A.	6.792.980-2	0,0091%
INVERSIONES AMRA LTDA.	77.211.890-2	0,0062%
REITZ AGUIRRE, EDUARDO	5.119.300-8	0,0023%
HORNAUER HERRMANN, JOSE LUIS	5.771.955-9	0,0021%
NEUWEILER HEINSEN, SANDRA MARIA	8.576.643-0	0,0015%
INVERSIONES PAU LTDA.	78.890.460-6	0,0008%
REITZ LAGAZIO, JUAN CARLOS	13.427.523-5	0,0005%
ASPILLAGA URENDA, LUIS	5.308.039-1	0,0004%
NEUWEILER NAHMIA, CATALINA	18.584.546-K	0,0004%
NEUWEILER NAHMIA, MATIAS	19.151.321-5	0,0004%
URENDA ZEGERS, MERCEDES	1.910.235-1	0,0003%
REITZ LAGAZIO, EDUARDO	12.623.104-0	0,0003%
REITZ LAGAZIO, JESSICA	12.448.022-1	0,0003%
INMOBILIARIA E INVERSIONES LOS LILIAM LTDA.	77.068.150-2	0,0003%
PARTICIPACION GRUPO ALMERIA		20,9906%

Grupo Familia Pérez Cruz	Rut	Participación
INMOBILIARIA LIGUAI S.A.	96.656.700-7	2,7556%
INMOBILIARIA LOMAS DE QUELEN S.A.	96.722.800-1	2,0655%
INVERSIONES APALTA S.A.	96.616.050-0	2,0234%
INVERSIONES EL MAQUI LIMITADA	79.992.140-5	1,1144%
CRUZ DE PEREZ, MARIANA	2.288.980-K	0,3291%
PEREZ CRUZ, CARMEN GLORIA	7.746.964-8	0,2652%
PEREZ CRUZ, MARIANA	5.711.224-7	0,2620%
PEREZ CRUZ, XIMENA	8.123.872-3	0,2616%
PEREZ CRUZ, MATIAS	8.649.794-8	0,2609%
PEREZ CRUZ, ANA MARIA	5.711.299-9	0,2609%
PEREZ CRUZ, PABLO JOSE	6.441.732-0	0,2609%
PEREZ CRUZ, ANDRES	7.561.860-3	0,2609%
PEREZ CRUZ, MARIA BERNARDITA	5.711.247-6	0,2609%
PEREZ CRUZ, JOSE TOMAS	8.639.020-5	0,2461%
PEREZ ZAÑARTU, MARIA LUISA	2.306.903-2	0,2205%
RESPALDIZA BILBAO, LORETO	7.027.518-K	0,0408%
FUND. OSVALDO PEREZ VALDES Y MARIA LUISA	71.599.300-7	0,0395%
INVENER S.A.	76.656.280-9	0,0330%
QUILLAICO INVERSIONES LIMITADA	76.809.620-1	0,0298%
PUNTA LUJAN INVERSIONES LIMITADA	76.647.650-3	0,0297%
TOLTEN INVERSIONES LTDA.	76.810.000-4	0,0287%
MANANTIALES INVERSIONES LTDA.	76.810.330-5	0,0271%
ROMPEOLAS INVERSIONES LIMITADA	76.807.570-0	0,0269%
LAS TRANCAS INVERSIONES S.A.	76.736.890-9	0,0265%
EL AJIAL INVERSIONES LIMITADA	76.854.880-3	0,0252%
PEREZ ZAÑARTU, ANA MARIA	2.128.879-9	0,0196%
SUBERCASEAUX PEREZ, JOSEFINA	13.924.891-0	0,0124%
SUBERCASEAUX PEREZ, MARIA LUISA	8.794.078-0	0,0124%
SUBERCASEAUX PEREZ, MARIANA	8.812.948-2	0,0124%
SUBERCASEAUX PEREZ, TRINIDAD	9.907.931-2	0,0124%
GARCIA-HUIDOBRO GONZALEZ, MARIA ANGELICA	6.067.785-9	0,0096%
CAMUS PEREZ, JUAN JOSE	15.638.998-6	0,0070%
DEL SOLAR CONCHA, RODRIGO	5.711.379-0	0,0070%
CAMUS PEREZ, CRISTIAN ANDRES	14.614.588-4	0,0069%
CAMUS PEREZ, FELIPE	18.024.995-8	0,0069%
CAMUS PEREZ, MARIA IGNACIA	19.247.229-6	0,0069%

(Continuación)

COUSIÑO PRIETO, XIMENA	10.335.744-6	0,0062%
PEREZ ZAÑARTU, JOSÉ LUIS	2.128.878-0	0,0051%
PEREZ RESPALDIZA, MARIA LORETO	15.640.936-7	0,0049%
PEREZ RESPALDIZA, PABLO ANDRES	16.096.127-9	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, JOSÉ FRANCISCO	16.610.956-6	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, CRISTOBAL JOSÉ	17.701.206-8	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, SANTIAGO	19.243.108-5	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, SOFIA DEL CARMEN	19.638.868-0	0,0048%
INVERSIONES SAN JOSE DE LOS LAGOS S.A.	96.754.870-7	0,0042%
PEREZ COUSIÑO, MATIAS	18.768.433-1	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, MAXIMILIANO	19.242.959-5	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, MARTIN	19.669.745-4	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, MARIA ELISA	19.961.007-4	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, JOSE MANUEL	20.472.395-8	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, GONZALO	21.058.937-6	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, XIMENA	21.575.980-6	0,0031%
PAIVA CASALI, RAUL	1.890.820-4	0,0028%
CAMUS VALVERDE, CRISTIAN	6.067.352-7	0,0024%
ROMUSSI PEREZ, JORGE ANDRES	16.662.201-8	0,0015%
ROMUSSI PEREZ, VALENTINA	17.264.485-6	0,0015%
ROMUSSI PEREZ, JUAN PABLO	17.957.553-1	0,0015%
DEL SOLAR PEREZ, NICOLAS	15.322.308-4	0,0012%
DEL SOLAR PEREZ, MAGDALENA	15.960.175-7	0,0012%
DEL SOLAR PEREZ, IGNACIO	18.018.297-7	0,0012%
DEL SOLAR PEREZ, ANA MARIA	9.911.702-8	0,0012%
DEL SOLAR PEREZ, RODRIGO	9.911.781-8	0,0012%
HAEUSSLER PEREZ, XIMENA AURORA	13.549.980-3	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, CARLOS JOSE	14.119.972-2	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, MARTIN	15.643.157-5	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, CATALINA	16.098.629-8	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, DIEGO JOSE	18.019.794-K	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, MACARENA	18.933.208-4	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, RAIMUNDO	19.639.860-0	0,0009%
SUCESION PEREZ ZAÑARTU CLEMENTE	23.085-5	0,0002%
PARTICIPACION GRUPO FAMILIA PEREZ CRUZ		11,3569%

# Estructura Organizacional





## Remuneración del Directorio y Ejecutivos Principales

### Remuneración del Directorio

En Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada en abril de 2000, se acordó que los Directores no percibirán remuneración por el Ejercicio del cargo.



## Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales

La remuneración total percibida por los gerentes y ejecutivos principales de la Empresa durante el Ejercicio 2011 ascendió a M\$262.671, de los cuales M\$213.721 correspondieron a remuneración fija y M\$48.950 a remuneración variable la que se asigna en base a evaluación de desempeño y logro de metas.

Año	Remuneración Anual	Variable	Indemnización	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
2008	103.698	29.505	-	133.203
2009	116.133	29.723	-	145.856
2010	178.969	30.945	-	209.914
2011	213.721	48.950	-	262.671

## Transacciones de Acciones

Durante el Ejercicio 2011 se realizaron las siguientes transacciones de acciones.

Nombre Accionista	Relación con Sociedad	Acciones Compradas (Vendidas)	Objeto	Precio	Monto
Emel Atacama S.A.	Controlador	6.017.958	Inversión	0	0
Empresas Emel S.A.		(6.017.958)	Inversión	0	0

Esta transacción y cambio de Controlador tiene origen en lo aprobado por la 18ª Junta Extraordinaria de Accionistas de Empresas Emel S.A., quién con fecha 31 de marzo de 2011 aprobó su División en cuatro Sociedades, una continuadora y tres Sociedades anónimas cerradas (Emel Norte S.A., Emel Atacama S.A. y Emel Sur S.A.). El activo asignado a Emel Atacama S.A. consistió en la participación accionaria que poseía Empresas Emel S.A. en Empresa Eléctrica Atacama S.A.

Durante el Ejercicio 2010 el accionista mayoritario Empresas Emel S.A. adquirió la cantidad de 905.664 acciones por un monto de M\$1.129.794.

## Transacciones Trimestrales Ejercicios 2009, 2010 y 2011

Las transacciones de acciones realizadas cada trimestre durante los tres últimos años, considerando las transacciones de la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile, son las siguientes:

Año	Período Trimestre	N° de Acciones Transadas	Monto Total Transado	Precio Promedio
			(M\$)	(\$)
2009	1º	6.985	89.944	12.876,81
	2º	178	2.489	13.984,27
	3º	32.941	531.370	16.354,38
	4º	246.972	4.451.501	18.024,32
2010	1º	7.183	132.771	18.484,03
	2º	295	5.409	18.334,35
	3º	30	549	18.288,00
	4º	58.004	1.052.056	18.137,64
2011	1º	0	0	0,00
	2º	0	0	0,00
	3º	0	0	0,00
	4º	0	0	0,00

## Comportamiento Comparado Precio de la Acción en Bolsa V/S IPSA

Con fecha 28 de septiembre de 2010, la 16ª Junta Extraordinaria de Accionistas aprobó el cierre de la Sociedad y exclusión de sus acciones del Registro de Valores y de las Bolsas de Valores donde se encontraban inscritas, por lo cual información de precios de cierre para el Ejercicio 2011, no se disponen.

A continuación se muestra el comportamiento comparativo entre el precio de la acción en los tres últimos Ejercicios y el Índice de Precios Selectivo de Acciones (IPSA):

Año	Valor Cierre (\$/Acción)	Variación Anual Cierre	Valor Cierre IPSA	Variación Anual IPSA	Variación Anual Precio Acción v/s IPSA
2009	17.852,00	51,30%	3.581,40	17,40%	33,90%
2010	18.020,00	0,94%	4.927,53	37,59%	-36,65%
2011	N/A	N/A	4.177,53	-15,22%	N/A



## Precio de la Acción en Bolsa V/S IGPA

Con fecha 28 de septiembre de 2010, la 16ª Junta Extraordinaria de Accionistas aprobó el cierre de la Sociedad y exclusión de sus acciones del Registro de Valores y de las Bolsas de Valores donde se encontraban inscritas, por lo cual información de precios de cierre para el Ejercicio 2011, no se disponen.

A continuación se muestra el comportamiento comparativo entre el precio de la acción en los tres últimos Ejercicios y el Índice General de Precios de las Acciones (IGPA):

Año	Valor Cierre (\$/Acción)	Variación Anual Cierre	Valor Cierre IGPA	Variación Anual IGPA	Variación Anual Precio Acción v/s IGPA
2009	17.852,00	51,30%	16.630,90	46,90%	4,40%
2010	18.020,00	0,94%	22.979,22	38,17%	-37,23%
2011	N/A	N/A	20.129,80	-12,40%	N/A

# Declaración de Responsabilidad

Los Directores y el Gerente General que suscriben esta memoria se hacen responsables de la veracidad de toda la información contenida en ella.

**José Luis Hornauer Herrmann**  
Presidente  
5.771.955-9



**Francisco Marín Jordán**  
Vicepresidente  
8.351.571-6



**Rafael Marín Jordán**  
Director  
8.541.800-9



**Pablo Neuweiler Heinsen**  
Director  
7.715.873-1



**Andrés Pérez Cruz**  
Director  
7.561.860-3



**Rodrigo Vidal Sánchez**  
Gerente General  
6.370.216-1





**EMELAT**

GRUPO CGE  
MEMORIA 2011



ESTADOS  
FINANCIEROS

# ESTADOS FINANCIEROS

## Empresa Eléctrica Atacama S.A. Estado de Situación Financiera Clasificado

Al 31 de diciembre de 2011 y de 2010.  
(Expresado en miles de pesos (M\$))

Activos	Nota	31/12/2011	31/12/2010
		M\$	M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	464.573	530.426
Otros activos no financieros	10	12.071	11.916
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	6	11.431.023	12.008.737
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	7	483.791	429.124
Inventarios	8	124.242	200.988
Activos por impuestos	9	1.000.907	877.037
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>13.516.607</b>	<b>14.058.228</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Derechos por cobrar	6	196.365	237.893
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	7	0	18.410
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	14.359	14.786
Propiedades, planta y equipo	12	24.807.166	24.694.983
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>25.017.890</b>	<b>24.966.072</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>38.534.497</b>	<b>39.024.300</b>

## Empresa Eléctrica Atacama S.A. Estado de Situación Financiera Clasificado

Al 31 de diciembre de 2011 y de 2010.  
(Expresado en miles de pesos (M\$))

Patrimonio Neto y Pasivos	Nota	31/12/2011	31/12/2010
		M\$	M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Pasivos financieros	14	150.725	45.962
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	15	7.837.752	8.696.106
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	7	2.930.828	2.502.754
Otras provisiones	16	35.698	30.000
Otros pasivos no financieros	18	293.916	174.105
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>11.248.919</b>	<b>11.448.927</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Pasivos financieros	14	8.025.851	7.723.998
Otras cuentas por pagar	15	161.596	194.002
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	7	0	26.997
Pasivo por impuestos diferidos	13	734.320	1.008.557
Provisiones por beneficios a los empleados	17	976.926	842.897
Otros pasivos no financieros	18	170.025	292.148
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>10.068.718</b>	<b>10.088.599</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>21.317.637</b>	<b>21.537.526</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Capital emitido	19	3.770.030	3.770.030
Ganancias (pérdidas) acumuladas	19	6.909.801	6.393.477
Primas de emisión	19	626.636	626.636
Otras reservas	19	5.910.393	6.696.631
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>17.216.860</b>	<b>17.486.774</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>		<b>17.216.860</b>	<b>17.486.774</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>38.534.497</b>	<b>39.024.300</b>

## Empresa Eléctrica Atacama S.A. Estado de Resultados por Función

Por los Ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.  
(Expresado en miles de pesos (M\$))

Estado de Resultados por Función	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/12/2011	31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	20	66.132.461	66.161.975
Costo de ventas	21	(60.781.813)	(58.683.767)
<b>GANANCIA BRUTA</b>		<b>5.350.648</b>	<b>7.478.208</b>
Otros ingresos, por función	20	5.644	104.378
Gasto de administración	21	(4.070.013)	(3.872.118)
Otras ganancias (pérdidas)	21	(149.028)	(134.993)
Ingresos financieros	22	499.982	457.845
Costos financieros	22	(600.100)	(237.457)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	10	0	1.339.979
Diferencias de cambio	22	8	(1.201)
Resultados por unidades de reajuste	22	(292.020)	(163.239)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO</b>		<b>745.121</b>	<b>4.971.402</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	23	(128.900)	(563.701)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>616.221</b>	<b>4.407.701</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A</b>			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		616.221	4.407.701
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		0	0
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>616.221</b>	<b>4.407.701</b>
<b>GANANCIAS POR ACCIÓN</b>			
<b>GANANCIA POR ACCIÓN BÁSICA Y DILUIDA (\$ POR ACCIÓN)</b>			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	24	100,76	720,74
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) POR ACCIÓN BÁSICA</b>		<b>100,76</b>	<b>720,74</b>

## Empresa Eléctrica Atacama S.A. Estados de Resultados Integral

Por los Ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.  
(Expresado en miles de pesos (M\$))

Estado de Resultados Integral	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/12/2011	31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>616.221</b>	<b>4.407.701</b>
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación</b>	<b>22</b>	<b>0</b>	<b>2.457.429</b>
<b>OTROS COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>0</b>	<b>2.457.429</b>
<b>IMPUESTO A LAS GANANCIAS RELACIONADO CON COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	22	0	(417.763)
<b>Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral</b>		<b>0</b>	<b>(417.763)</b>
<b>OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>0</b>	<b>2.039.666</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>616.221</b>	<b>6.447.367</b>
<b>RESULTADO INTEGRAL ATRIBUIBLE A</b>			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		616.221	6.447.367
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>616.221</b>	<b>6.447.367</b>

## Empresa Eléctrica Atacama S.A. Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los Ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.  
(Expresado en miles de pesos (M\$))

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital Emitido	Primas de Emisión	Reservas			Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Patrimonio Total
			Superavit de Revaluación	Otras Reservas	Total Reservas			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>SALDO INICIAL PERÍODO ACTUAL 01/01/2011</b>	<b>3.770.030</b>	<b>626.636</b>	<b>6.696.631</b>	<b>0</b>	<b>6.696.631</b>	<b>6.393.477</b>	<b>17.486.774</b>	<b>17.486.774</b>
<b>Saldo inicial reexpresado</b>	<b>3.770.030</b>	<b>626.636</b>	<b>6.696.631</b>	<b>0</b>	<b>6.696.631</b>	<b>6.393.477</b>	<b>17.486.774</b>	<b>17.486.774</b>
<b>CAMBIOS EN PATRIMONIO</b>								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)						616.221	616.221	616.221
Otro resultado integral			0	0	0		0	0
Resultado integral							616.221	616.221
Dividendos						(886.135)	(886.135)	(886.135)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	0	0	(786.238)	0	(786.238)	786.238	0	0
<b>TOTAL DE CAMBIOS EN PATRIMONIO</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(786.238)</b>	<b>0</b>	<b>(786.238)</b>	<b>516.324</b>	<b>(269.914)</b>	<b>(269.914)</b>
<b>SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31/12/2011</b>	<b>3.770.030</b>	<b>626.636</b>	<b>5.910.393</b>	<b>0</b>	<b>5.910.393</b>	<b>6.909.801</b>	<b>17.216.860</b>	<b>17.216.860</b>

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital Emitido	Primas de Emisión	Reservas			Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Patrimonio Total
			Superavit de Revaluación	Otras Reservas	Total Reservas			
			M\$	M\$	M\$			
<b>SALDO INICIAL PERÍODO ACTUAL 01/01/2010</b>	<b>12.523.549</b>	<b>2.081.602</b>	<b>19.072.172</b>	<b>(499.229)</b>	<b>18.572.943</b>	<b>16.520.946</b>	<b>49.699.040</b>	<b>49.699.040</b>
<b>Saldo inicial reexpresado</b>	<b>12.523.549</b>	<b>2.081.602</b>	<b>19.072.172</b>	<b>(499.229)</b>	<b>18.572.943</b>	<b>16.520.946</b>	<b>49.699.040</b>	<b>49.699.040</b>
<b>CAMBIOS EN PATRIMONIO</b>								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)						4.407.701	4.407.701	4.407.701
Otro resultado integral			2.039.666	0	2.039.666		2.039.666	2.039.666
Resultado integral							6.447.367	6.447.367
Dividendos						(4.183.002)	(4.183.002)	(4.183.002)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(8.753.519)	(1.454.966)	(13.474.343)	499.229	(12.975.114)	(11.293.032)	(34.476.631)	(34.476.631)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	0	0	(940.864)		(940.864)	940.864	0	0
<b>TOTAL DE CAMBIOS EN PATRIMONIO</b>	<b>(8.753.519)</b>	<b>(1.454.966)</b>	<b>(12.375.541)</b>	<b>499.229</b>	<b>(11.876.312)</b>	<b>(10.127.469)</b>	<b>(32.212.266)</b>	<b>(32.212.266)</b>
<b>SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31/12/2010</b>	<b>3.770.030</b>	<b>626.636</b>	<b>6.696.631</b>	<b>0</b>	<b>6.696.631</b>	<b>6.393.477</b>	<b>17.486.774</b>	<b>17.486.774</b>

# Empresa Eléctrica Atacama S.A.

## Estado de Flujos de Efectivo Directo

Por los Ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.  
(Expresado en miles de pesos (M\$))

Estado de Flujo de Efectivo Directo	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/12/2011	31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
<b>FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>			
<b>CLASES DE COBROS POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		80.003.473	81.350.857
Otros cobros por actividades de operación		139.932	144.146
<b>CLASES DE PAGOS</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(73.915.118)	(75.532.206)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(2.045.127)	(2.014.833)
Otros pagos por actividades de operación		(898.538)	(1.299.440)
<b>OTROS COBROS Y PAGOS DE OPERACIÓN</b>			
Dividendos pagados		(164)	0
Dividendos recibidos		0	942.463
Intereses pagados		(103.283)	(245.677)
Intereses recibidos		0	22.513
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(555.920)	(740.922)
Otras entradas (salidas) de efectivo		47.477	37.700
<b>FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>		<b>2.672.732</b>	<b>2.664.601</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>			
<b>ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>			
Préstamos a entidades relacionadas		0	(6.145.514)
Compras de propiedades, planta y equipo		(1.743.960)	(3.361.556)
Compras de activos intangibles		(412)	(335)
Cobros a entidades relacionadas		0	6.282.364
<b>FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		<b>(1.744.372)</b>	<b>(3.225.041)</b>

(Continuación)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/12/2011	31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
<b>ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>			
Préstamos de entidades relacionadas		2.524.691	5.396.140
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(2.486.079)	(924.774)
Dividendos pagados		(885.139)	(4.180.393)
Intereses pagados		(147.686)	0
<b>FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>		<b>(994.213)</b>	<b>290.973</b>
<b>INCREMENTO NETO (DISMINUCIÓN) EN EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ANTES DEL EFECTO DE LOS CAMBIOS EN LA TASA DE CAMBIOS</b>		<b>(65.853)</b>	<b>(269.467)</b>
<b>EFFECTOS DE LA VARIACIÓN EN LA TASA DE CAMBIO SOBRE EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO</b>			
<b>INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO</b>		<b>(65.853)</b>	<b>(269.467)</b>
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERÍODO</b>		<b>530.426</b>	<b>799.893</b>
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO</b>	<b>5</b>	<b>464.573</b>	<b>530.426</b>



## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Santiago, 8 de marzo de 2012

Señores  
Accionistas y Directores  
Empresa Eléctrica Atacama S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Empresa Eléctrica Atacama S.A. al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y a los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, y a sus correspondientes notas (de las cuales sólo se incluyen en esta publicación las notas de información general y de resumen de las principales políticas contables). En nuestro informe de 8 de marzo de 2012, expresamos una opinión sin salvedades sobre dichos estados financieros.

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, la información contenida en los estados financieros resumidos que se acompañan es razonablemente concordante, en todos sus aspectos significativos, con los estados financieros de los cuales estos se han derivado. Sin embargo, por presentar los estados financieros resumidos información incompleta, éstos deben ser leídos en conjunto con los citados estados financieros auditados.

Anthony J.F. Dawes  
RUT: 4.576.198-3



**Diseño y Producción**

DÍNAMO

**Fotografía**

ARCHIVO FOTOGRÁFICO CGE

**Impresión**

FYRMA GRÁFICA





**EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.**

**ESTADOS FINANCIEROS**

**(Expresados en miles de pesos chilenos)  
Correspondientes a los ejercicios terminados  
al 31 de diciembre de 2011 y 2010**

**EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.**  
**INDICE**

	Página N°
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	5
II.- ESTADOS FINANCIEROS.	
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
Activos	6
Patrimonio Neto y Pasivos	7
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	8
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	9
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	10
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	12
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.	
1.- INFORMACION GENERAL.	13
2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	13
2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.	13
2.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	14
2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2011, para las cuales no se han efectuado adopción anticipada de las mismas.	15
2.4.- Transacciones en moneda extranjera.	18
2.5.- Información financiera por segmentos operativos.	18
2.6.- Propiedades, planta y equipo.	18
2.7.- Activos intangibles.	20
2.8.- Costos por intereses.	21
2.9.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	21
2.10.- Activos financieros.	21
2.11.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	21
2.12.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	22
2.13.- Capital social.	22
2.14.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	22
2.15.- Préstamos y otros pasivos financieros.	22
2.16.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	23
2.17.- Beneficios a los empleados.	23
2.18.- Provisiones.	24
2.19.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	25
2.20.- Reconocimiento de ingresos.	25
2.21.- Contratos de construcción.	25
2.22.- Distribución de dividendos.	26

	Página N°
3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	26
3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	26
3.2.- Riesgo financiero.	31
3.3.- Control Interno.	35
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	35
4.1.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	35
4.2.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	36
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	36
6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	36
7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	39
7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	40
7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.	43
8.- INVENTARIOS	44
9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	44
10.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	44
10.1.- Composición del rubro.	44
10.2.- Inversión en asociadas.	45
11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	45
12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	45
12.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	45
13.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	47
13.1.- Vidas útiles.	47
13.2.- Detalle de los rubros.	48
13.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	50
13.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	51
13.5.- Costo por Intereses	51
13.6.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	51
13.7.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	51
14.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	53
14.1.- Activos por impuestos diferidos.	53
14.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	53

	Página N°
14.3.- Movimientos de impuestos diferidos del estado de situación financiera.	53
14.4.- Compensación de partidas.	54
15.- PASIVOS FINANCIEROS.	54
15.1.- Clases de otros pasivos financieros	54
15.2.- Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.	55
16.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	55
16.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	55
17.- OTRAS PROVISIONES.	56
17.1.- Provisiones – Saldos.	56
17.2.- Movimiento de las provisiones.	56
18.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	57
18.1.- Detalle del rubro.	57
18.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	57
18.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	58
18.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.	58
18.5.- Hipótesis actuariales.	58
19.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	59
19.1.- Ingresos diferidos.	59
19.2.- Contratos de construcción.	59
20.- PATRIMONIO NETO.	60
20.1.- Capital suscrito y pagado.	60
20.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	60
20.3.- Políticas de dividendos.	60
20.4.- Dividendos.	61
20.5.- Reservas.	61
20.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	62
21.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	63
21.1.- Ingresos ordinarios.	63
21.2.- Otros ingresos, por función.	63
22.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	64
22.1.- Gastos por naturaleza.	64

	Página N°
22.2.- Gastos de personal.	64
22.3.- Depreciación y amortización.	65
22.4.- Otras ganancias (pérdidas).	65
23.- RESULTADO FINANCIERO.	66
24.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	66
24.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	66
24.2.- Localización del efecto en resultado por impuestos a las ganancias.	67
24.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	68
25.- INFORMACION POR SEGMENTO.	68
25.1.- Criterios de segmentación.	68
25.2.- Cuadros de resultados.	69
26.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	70
26.1.- Juicios y otras acciones legales.	70
26.2.- Sanciones administrativas.	70
26.3.- Restricciones.	70
27.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	70
28.- DISTRIBUCION DE PERSONAL.	71
29.- MEDIO AMBIENTE.	71
30.- HECHOS POSTERIORES.	71

## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

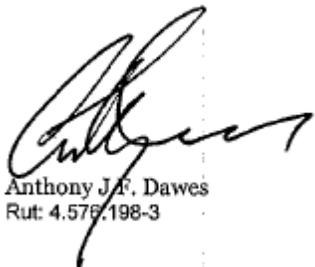
Santiago, 8 de marzo de 2012

Señores  
Presidente y Directores  
Empresa Eléctrica Atacama S.A.

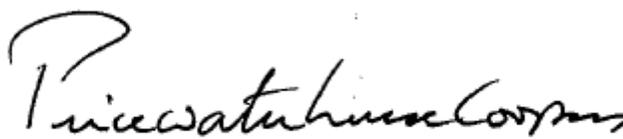
Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Empresa Eléctrica Atacama S.A. al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y a los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Empresa Eléctrica Atacama S.A. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada 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 de 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 también comprende una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Compañía, 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 Empresa Eléctrica Atacama S.A. al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los resultados integrales de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Anthony J.F. Dawes".

Anthony J.F. Dawes  
Rut: 4.579.198-3

A handwritten signature in black ink, appearing to read "PricewaterhouseCoopers".

**EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.**  
**ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO**  
**Al 31 de diciembre de 2011 y 2010.**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

ACTIVOS	Nota	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	464.573	530.426
Otros activos no financieros.	11	12.071	11.916
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	11.431.023	12.008.737
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	483.791	429.124
Inventarios.	8	124.242	200.988
Activos por impuestos.	9	1.000.907	877.037
<b>Total activos corrientes</b>		<b>13.516.607</b>	<b>14.058.228</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Derechos por cobrar.	6	196.365	237.893
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	0	18.410
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	14.359	14.786
Propiedades, planta y equipo.	13	24.807.166	24.694.983
<b>Total activos no corrientes</b>		<b>25.017.890</b>	<b>24.966.072</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>38.534.497</b>	<b>39.024.300</b>

**EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.**  
**ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO**  
**Al 31 de diciembre de 2011 y 2010.**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>	<b>31/12/2010 M\$</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Pasivos financieros.	15	150.725	45.962
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	16	7.837.752	8.696.106
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	2.930.828	2.502.754
Otras provisiones.	17	35.698	30.000
Otros pasivos no financieros.	19	293.916	174.105
<b>Total pasivos corrientes</b>		<b>11.248.919</b>	<b>11.448.927</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Pasivos financieros.	15	8.025.851	7.723.998
Otras cuentas por pagar.	16	161.596	194.002
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	0	26.997
Pasivo por impuestos diferidos.	14	734.320	1.008.557
Provisiones por beneficios a los empleados.	18	976.926	842.897
Otros pasivos no financieros.	19	170.025	292.148
<b>Total pasivos no corrientes</b>		<b>10.068.718</b>	<b>10.088.599</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>21.317.637</b>	<b>21.537.526</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido.	20	3.770.030	3.770.030
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	20	6.909.801	6.393.477
Primas de emisión.	20	626.636	626.636
Otras reservas.	20	5.910.393	6.696.631
<b>Total patrimonio</b>		<b>17.216.860</b>	<b>17.486.774</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>38.534.497</b>	<b>39.024.300</b>

**EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.**  
**ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION**  
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/12/2011	31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	21	66.132.461	66.161.975
Costo de ventas.	22	(60.781.813)	(58.683.767)
<b>Ganancia bruta</b>		<b>5.350.648</b>	<b>7.478.208</b>
Otros ingresos, por función.	21	5.644	104.378
Gasto de administración.	22	(4.070.013)	(3.872.118)
Otras ganancias (pérdidas).	22	(149.028)	(134.993)
Ingresos financieros.	23	499.982	457.845
Costos financieros.	23	(600.100)	(237.457)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	10	0	1.339.979
Diferencias de cambio.	23	8	(1.201)
Resultados por unidades de reajuste.	23	(292.020)	(163.239)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>		<b>745.121</b>	<b>4.971.402</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	24	(128.900)	(563.701)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.</b>		<b>616.221</b>	<b>4.407.701</b>
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>616.221</b>	<b>4.407.701</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		616.221	4.407.701
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>616.221</b>	<b>4.407.701</b>

**EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.**  
**ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL**  
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.  
 (Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/12/2011	31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>616.221</b>	<b>4.407.701</b>
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación		0	2.457.429
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>0</b>	<b>2.457.429</b>
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado		0	(417.763)
<b>Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral</b>		<b>0</b>	<b>(417.763)</b>
<b>Otro resultado integral</b>		<b>0</b>	<b>2.039.666</b>
<b>Total resultado integral</b>		<b>616.221</b>	<b>6.447.367</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.	20	616.221	6.447.367
<b>Total resultado integral</b>		<b>616.221</b>	<b>6.447.367</b>

**EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.**  
**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO**  
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

**31 de diciembre de 2011.**

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
			Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	3.770.030	626.636	6.696.631	0	6.696.631	6.393.477	17.486.774	17.486.774
Ajustes de períodos anteriores								
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo inicial reexpresado	3.770.030	626.636	6.696.631	0	6.696.631	6.393.477	17.486.774	17.486.774
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						616.221	616.221	616.221
Resultado integral.							616.221	616.221
Dividendos.						(886.135)	(886.135)	(886.135)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(786.238)	0	(786.238)	786.238	0	0
<b>Total de cambios en patrimonio</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(786.238)</b>	<b>0</b>	<b>(786.238)</b>	<b>516.324</b>	<b>(269.914)</b>	<b>(269.914)</b>
Saldo final al 31/12/2011	3.770.030	626.636	5.910.393	0	5.910.393	6.909.801	17.216.860	17.216.860

31 de diciembre de 2010.

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
			Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	12.523.549	2.081.602	19.072.172	(499.229)	18.572.943	16.520.946	49.699.040	49.699.040
Saldo inicial reexpresado	12.523.549	2.081.602	19.072.172	(499.229)	18.572.943	16.520.946	49.699.040	49.699.040
<b>Cambios en patrimonio</b>								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						4.407.701	4.407.701	4.407.701
Otro resultado integral.			2.039.666	0	2.039.666		2.039.666	2.039.666
Resultado integral.							6.447.367	6.447.367
Dividendos.						(4.183.002)	(4.183.002)	(4.183.002)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios. (*)	(8.753.519)	(1.454.966)	(13.474.343)	499.229	(12.975.114)	(11.293.032)	(34.476.631)	(34.476.631)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(940.864)		(940.864)	940.864	0	0
<b>Total de cambios en patrimonio</b>	<b>(8.753.519)</b>	<b>(1.454.966)</b>	<b>(12.375.541)</b>	<b>499.229</b>	<b>(11.876.312)</b>	<b>(10.127.469)</b>	<b>(32.212.266)</b>	<b>(32.212.266)</b>
Saldo final al 31/12/2010	3.770.030	626.636	6.696.631	0	6.696.631	6.393.477	17.486.774	17.486.774

\* Patrimonio asignado en la división de Empresa Eléctrica Atacama S.A. a las nuevas sociedades Emelat Transmisión S.A. y Emelat Inversiones S.A.

**EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.**  
**ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO**  
**Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/12/2011	31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		80.003.473	81.350.857
Otros cobros por actividades de operación.		139.932	144.146
<b>Clases de pagos</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(73.915.118)	(75.532.206)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(2.045.127)	(2.014.833)
Otros pagos por actividades de operación.		(898.538)	(1.299.440)
<b>Otros cobros y pagos de operación</b>			
Dividendos pagados.		(164)	0
Dividendos recibidos.		0	942.463
Intereses pagados.		(103.283)	(245.677)
Intereses recibidos.		0	22.513
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(555.920)	(740.922)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		47.477	37.700
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>2.672.732</b>	<b>2.664.601</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
<b>Actividades de inversión</b>			
Préstamos a entidades relacionadas	7	0	(6.145.514)
Compras de propiedades, planta y equipo.		(1.743.960)	(3.361.556)
Compras de activos intangibles.	12	(412)	(335)
Cobros a entidades relacionadas.	7	0	6.282.364
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(1.744.372)</b>	<b>(3.225.041)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
<b>Actividades de financiación</b>			
<b>Total importes procedentes de préstamos.</b>		<b>0</b>	<b>0</b>
Préstamos de entidades relacionadas.	7	38.612	4.471.366
Dividendos pagados.		(885.139)	(4.180.393)
Intereses pagados.		(147.686)	0
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(994.213)</b>	<b>290.973</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios</b>		<b>(65.853)</b>	<b>(269.467)</b>
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>			
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>(65.853)</b>	<b>(269.467)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio.		530.426	799.893
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo.</b>	<b>5</b>	<b>464.573</b>	<b>530.426</b>

**EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.  
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS  
CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010.**

---

**1.- INFORMACION GENERAL.**

Empresa Eléctrica Atacama S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una empresa subsidiaria de Emel Atacama S.A. (en adelante la “Sociedad Matriz”).

El controlador de Emel Atacama S.A. es Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante el “Grupo CGE”).

Empresa Eléctrica Atacama S.A es una sociedad anónima cerrada, tiene su domicilio social en Av. Circunvalación N° 51 en la ciudad de Copiapó, República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita, en el Registro Especial de Entidades Informantes de Chile, bajo el N° 242.

Empresa Eléctrica Atacama S.A. es una empresa que posee una presencia significativa en el sector de distribución de energía eléctrica.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Empresa Eléctrica Atacama S.A., celebrada con fecha 28 de septiembre de 2010, se acordó dividir la sociedad en tres sociedades, una continuadora y dos nuevas sociedades. Dicha división fue materializada con fecha 14 de octubre de 2010. El objetivo de dicha división fue el simplificar su estructura de propiedad de acuerdo a un criterio de negocios, quedando el negocio de distribución de energía eléctrica en la continuadora que conservó su razón social, rut, domicilio legal y el carácter de inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros; el nacimiento de dos nuevas sociedades una denominada Emelat Inversiones S.A, que se hizo cargo de todos los activos y pasivos asociados al negocio de la inversión y la última denominada Emelat Transmisión S.A. que se hizo cargo de todos los activos y pasivos asociados al negocio de la transmisión o transporte de energía eléctrica.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N°467 de fecha 8 de marzo de 2012, quien con dicha fecha autorizo además su publicación.

**2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.**

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

**2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.**

Los presentes estados financieros de la Sociedad han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el principio de costo y modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo.

En la preparación de los estados financieros se han utilizado las políticas emanadas desde la Compañía General de Electricidad S.A.

En la preparación de estos estados financieros se han utilizado determinadas estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota N° 4.

Producto de la división indicada en la Nota 1, en el estado de resultados por función del ejercicio 2011 se incluyen solamente los resultados del giro de distribución de energía eléctrica. En el ejercicio 2010, además de los ingresos y costos de la distribución de energía eléctrica de todo el año, se incluyen los resultados del giro de transmisión e inversión de energía eléctrica por el período comprendido entre el 01 de enero y el 30 septiembre de 2010.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

## **2.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.**

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2011:

- NIC 24 (Revisada) “Revelación de partes relacionadas” emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 “Revelación de partes relacionadas” emitida en 2003. NIC 24 (Revisada) remueve el requisito para entidades relacionadas del gobierno de revelar todas las transacciones con entidades gubernamentales y sus relacionadas, incorporando precisiones para éstas, clarificando y simplificando la definición de parte relacionada.
- Enmienda a la NIC 32, “Clasificación de derechos de emisión”, emitida en octubre de 2009. Para aquellos derechos de emisión ofrecidos por un monto fijo de moneda extranjera, la práctica actual requiere que tales derechos sean registrados como obligaciones por instrumentos derivados. La enmienda señala que si tales instrumentos son emitidos a prorrata a todos los accionistas existentes para una misma clase de acciones por un monto fijo de dinero, éstos deben ser clasificados como patrimonio, independientemente de la moneda en la cual el precio de ejercicio está fijado.
- Enmienda a la NIC 34, “Estados financieros interinos”, provee una guía ilustrativa de cómo se deben aplicar los principios de revelación de la NIC 34 y requerimientos asociados: Las circunstancias que puedan afectar valores de los instrumentos financieros y su clasificación, cambios en la clasificación de activos financieros, cambios en activos y pasivos contingentes, transferencia de instrumentos financieros entre los diferentes niveles de jerarquía de valor justos.

- NIIF 1, “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”, emitida en enero de 2010, aclara la fecha correspondiente a la exención a presentar información comparativa requerida por NIIF 7.
- NIIF 7, “Instrumentos financieros revelaciones”, enfatiza la interacción entre lo cuantitativo y lo cualitativo, revelando todo lo asociado a la naturaleza y extensión de los riesgos, asociándolos con el instrumento financiero. La enmienda es aplicable para los períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- CINIIF 13, “Programas de fidelización de clientes”, El significado del valor justo se clarifica en el contexto de la medición de los créditos entregados como premios en los programas de fidelización de clientes. La enmienda es aplicable para los períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- Enmienda a la CINIIF 14, “Pagos anticipados de obligaciones de tener un nivel de financiamiento mínimo”, emitida en noviembre de 2009. La enmienda corrige una consecuencia no intencional de la CINIIF 14, “NIC 19-Límite en el activo por beneficios definidos, requerimientos de mantener un mínimo de financiación y su interacción”. Sin la enmienda las entidades no podían reconocer como un activo lo prepagos efectuados voluntariamente para mantener un financiamiento mínimo. Lo anterior no era lo previsto cuando CINIIF 14 fue emitida y esta enmienda lo corrige. La enmienda es aplicable para períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- CINIIF 19, “Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio”. Esta enmienda emitida en noviembre de 2009, clarifica los requerimientos de NIIF cuando una entidad renegocia los términos de un pasivo financiero con su acreedor y éste acepta cancelar total o parcialmente la deuda por acciones u otro instrumento de patrimonio y requiere el registro de un resultado calculado como diferencia entre el valor de libros del pasivo y el valor razonable del instrumento de patrimonio emitido a cambio.
- Se han emitido mejoras a las NIIF 2010 en mayo de 2010 para un conjunto de normas e interpretaciones. Las fecha efectivas de adopción de estas modificaciones menores varían de estándar en estándar, pero la mayoría tiene fecha de adopción 1 de enero de 2011.

**2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2011, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.**

- Enmienda a la NIC 12, “impuesto a las ganancias e impuestos diferidos”. Esta enmienda, emitida en diciembre de 2010, proporciona una excepción a los principios generales de NIC 12 para propiedades de inversión que se midan usando el modelo del valor razonable contenido en la NIC 40 “Propiedad de inversión”. La excepción también aplica a la propiedad de inversión adquirida en una combinación de negocio si luego de la combinación de negocios el adquirente aplica el modelo del valor razonable contenido en NIC 40. La modificación incorpora la presunción de que las propiedades de inversión valorizadas a valor razonable, se realizan a través de su venta, por lo que requiere aplicar a las diferencias temporales originadas por éstas la

tasa de impuesto para operaciones de venta. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2012 y su adopción anticipada está permitida.

- Enmienda a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, emitida en junio de 2011. La principal modificación de esta enmienda requiere que los ítemes de los Otros Resultados Integrales se deben clasificar y agrupar evaluando si serán potencialmente reclasificados a resultados en períodos posteriores. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2012 y su adopción anticipada está permitida.
- Enmienda a la NIIF 1, emitida en diciembre 2010, trata de los siguientes temas: i) Exención para hiperinflación severa, permite a las empresas cuya fecha de transición sea posterior a la normalización de su moneda funcional, valorizar activos y pasivos a valor razonable como costo atribuido; ii) Remoción de requerimientos de fechas fijas: adecua la fecha fija incluida en la NIIF 1 a fecha de transición, para aquellas operaciones que involucran baja de activos financieros y activos o pasivos a valor razonable por resultados en su reconocimiento inicial. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no es aplicable a la Sociedad.
- Enmienda a la NIIF 7, “Instrumentos financieros”, emitida en octubre de 2010, incrementa los requerimientos de revelación para las transacciones que implican transferencias de activos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no tendrá impactos relevantes en los estados financieros de la Sociedad.
- NIC 19 Revisada, “Beneficios a los Empleados”, emitida en junio de 2011, reemplaza a la NIC 19 (1998). Esta norma revisada modifica el reconocimiento y medición de los gastos por planes de beneficios definidos y los beneficios por terminación. Adicionalmente, incluye modificaciones a las revelaciones de todos los beneficios de los empleados. El principal efecto previsto para la Sociedad radica en la eliminación del método “del corredor” utilizado para el reconocimiento de los resultados actuariales derivados de planes de beneficios definidos. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida.
- NIIF 9, “Instrumentos financieros”, emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros. Posteriormente esta norma fue modificada en noviembre de 2010 para incluir el tratamiento y clasificación de pasivos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales muestran que afectará la contabilización de sus activos financieros clasificados como Disponibles para la venta, pero de manera no significativa. La Sociedad no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 9.
- NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, emitida en mayo de 2011, sustituye a la SIC 12 “Consolidación de entidades de propósito especial y partes de la NIC 27 “Estados financieros consolidados”. Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

- NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”, emitida en mayo de 2011, reemplaza a la NIC 31 “Participaciones en negocios conjuntos” y SIC 13 “Entidades controladas conjuntamente”. Dentro de sus modificaciones se incluye la eliminación del concepto de activos controlados conjuntamente y la posibilidad de consolidación proporcional de entidades bajo control conjunto. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- NIIF 12, “Revelación de participaciones en otras entidades”. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- NIC 27 “Estados Financieros Separados”, emitida en mayo de 2011, reemplaza a NIC 27 (2008). El alcance de esta norma se restringe a partir de este cambio sólo a estados financieros separados, dado que los aspectos vinculados con la definición de control y consolidación fueron removidos e incluidos en la NIIF 10. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- NIC 28 “Inversiones en asociadas y joint venture”, emitida en mayo de 2011, regula el tratamiento contable de estas inversiones mediante la aplicación del método de la participación. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 27. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- IFRS 13 “Medición del valor razonable”, emitida en mayo de 2011, reúne en una sola norma la forma de medir el valor razonable de activos y pasivos y las revelaciones necesarias sobre éste e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición.
- CINIIF 20 ““Stripping Costs” en la fase de producción de minas a cielo abierto”, emitida en octubre de 2011, regula el reconocimiento de “Stripping Costs” como un activo, la medición inicial y posterior de este activo. La interpretación exige que las entidades mineras que presentan estados financieros conforme a las NIIF cancelen los activos de “Stripping Costs” existentes con las ganancias acumuladas iniciales cuando los activos no puedan ser atribuidos a un componente identificable de un yacimiento. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

La Administración de la Sociedad está evaluando la aplicación e impactos de los citados cambios, pero estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, y que puedan aplicar a la Sociedad no tendrán un impacto significativo en sus estados financieros en el período de su primera aplicación.

## 2.4.- Transacciones en moneda extranjera.

### 2.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera ("moneda funcional"). La moneda funcional de Empresa Eléctrica Atacama S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros de la Sociedad.

### 2.4.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo.

### 2.4.3.- Tipos de cambio.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre respectivamente:

Fecha	\$ CL / US\$	\$ CL / UF
31/12/2010	468,01	21.455,55
31/12/2011	519,20	22.294,03

CL\$ = Pesos chilenos

US\$ = Dólar estadounidense

UF = Unidad de Fomento

## 2.5.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctricos regulados y no regulados para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N° 25.

## 2.6.- Propiedades, planta y equipo.

Los terrenos y edificios de la Sociedad, se reconocen inicialmente a su costo. La medición posterior de los mismos se realiza de acuerdo a NIC 16 mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución eléctrica se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Las tasaciones se llevan a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abona a la reserva o superávit por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de otros resultados integrales.

El resto de las propiedades, planta y equipo, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos de las propiedades, planta y equipo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurrían.

Las construcciones u obras en curso, incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el período de construcción:

- Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
- Gastos de personal relacionado en forma directa a y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reservas o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan, y ajustan si es necesario, en cada cierre del estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de los activos.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reservas o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

## **2.7.- Activos intangibles.**

### **2.7.1.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill)**

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de subsidiarias a la fecha de adquisición. El menor valor relacionado con las adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

El menor valor reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del menor valor relacionado con la entidad vendida.

La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo, que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

El mayor valor (Goodwill negativo) proveniente de la adquisición de una inversión o combinación de negocios, se abona directamente al estado de resultados.

### **2.7.2.- Programas informáticos.**

Las licencias para programas informáticos adquiridas, se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por la Sociedad, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

#### **2.8.- Costos por intereses**

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo calificado se capitalizan durante el período de tiempo que es necesario para completar y preparar el activo para el uso que se pretende. Otros costos por intereses se registran en resultados (gastos).

#### **2.9.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.**

Los activos que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable.

El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Los activos no financieros, distintos del menor valor (Goodwill), que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

#### **2.10.- Activos financieros.**

La Sociedad clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por cobrar, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento y disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros en el momento del reconocimiento inicial.

La Sociedad, al cierre de estos estados financieros, sólo presenta activos financieros clasificados en préstamos y cuentas por cobrar, que se definen como activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del estado de situación financiera, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, y el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de situación financiera.

#### **2.11.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.**

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen a su valor nominal, ya que los plazos medios de vencimiento no superan los 20 días y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos.

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

Los deudores comerciales se reducen por medio de la cuenta de provisión para cuentas incobrables y el monto de las pérdidas se reconocen con cargo al estado de resultados por función en el rubro de Gastos de Administración. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce con crédito a la cuenta gastos de administración en el estado de resultados por función.

#### **2.12.- Efectivo y equivalentes al efectivo.**

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasificarían como Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

#### **2.13.- Capital social.**

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los ingresos obtenidos.

#### **2.14.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.**

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que su plazo medio de pago es reducido y no existe diferencia material con su valor razonable.

#### **2.15.- Préstamos y otros pasivos financieros.**

Los préstamos, y pasivos financieros de naturaleza similar, se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante el plazo de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que la Sociedad tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera.

## **2.16.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.**

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio o período comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio en otros resultados integrales o provenientes de una combinación de negocios.

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera.

Los impuestos diferidos se calculan de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos, y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal, no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas (y leyes) aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha de los estados de situación financiera y que se espera aplicar cuando el correspondiente activo por impuestos diferido se realice o el pasivo por impuesto diferido se liquide.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que es probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que se puedan compensar dichas diferencias.

## **2.17.- Beneficios a los empleados.**

### **2.17.1.- Vacaciones del personal.**

La Sociedad reconoce el gasto por vacaciones del personal mediante el método del devengo. Este beneficio corresponde a todo el personal y equivale a un importe fijo según los contratos particulares de cada trabajador. Este beneficio es registrado a su valor nominal.

### **2.17.2.- Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).**

La Sociedad constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata, de acuerdo con NIC 19, de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

Los planes de beneficios definidos establecen el monto de retribución que recibirá un empleado al momento estimado de goce del beneficio, el que usualmente, depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, rotación, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido más/menos los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas y los costos por servicios pasados.

El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

Las ganancias y pérdidas actuariales se tratan de acuerdo al método de la banda de fluctuación o corredor y, si corresponde, se amortizan a resultados de acuerdo con lo dispuesto por NIC 19, cuando su importe acumulado excede el 10% del valor presente de la obligación, en tal caso, el excedente se lleva a resultados en el plazo estimado remanente de la relación laboral de los empleados. Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados.

#### 2.17.3.- Otros beneficios por cese de la relación laboral.

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 2.17.2., se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido ya sea:

- i) A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o
- ii) De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

#### 2.17.4.- Participación en las utilidades.

La Sociedad reconoce un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de la Sociedad.

### 2.18.- Provisiones.

La Sociedad reconoce una provisión cuando está obligada contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

Las provisiones para litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- La Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación de la Sociedad. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha del estado de situación financiera, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

#### **2.19.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.**

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos o plazos estimados de realización, como corrientes los con vencimiento igual o inferior a doce meses contados desde la fecha de corte de los estados financieros y como no corrientes, los mayores a ese período.

En el caso que existan obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo se encuentre asegurado, se reclasifican como no corrientes.

#### **2.20.- Reconocimiento de ingresos.**

Los ingresos ordinarios incluyen el valor razonable de las contraprestaciones recibidas o a recibir por la venta de bienes y servicios en el curso ordinario de las actividades de la Sociedad. Los ingresos ordinarios se presentan netos de impuestos a las ventas, rebajas y descuentos.

La Sociedad reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de la Sociedad, tal y como se describe a continuación. No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta.

##### **2.20.1.- Ventas de electricidad.**

El ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de energía eléctrica por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

##### **2.20.2.- Ingresos por intereses.**

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método de la tasa de interés efectiva.

#### **2.21.- Contratos de construcción.**

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método de grado de avance. Cuando el resultado de un contrato de

construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato. Cuando sea probable que los costos del contrato vayan a exceder el total de los ingresos del mismo, la pérdida esperada se reconoce inmediatamente como un gasto, o como parte de un contrato oneroso.

#### **2.22.- Distribución de dividendos.**

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el período en que son declarados y aprobados por los accionistas de la Sociedad o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

### **3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS**

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad que desarrolla en el mercado de la distribución de electricidad, como son los cambios en los marcos regulatorios, modificaciones en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad, restricciones medioambientales y casos fortuitos o de fuerza mayor.

Las principales situaciones de riesgo a que está expuesta la actividad son las siguientes:

#### **3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.**

La Sociedad participa en el negocio de la distribución de energía eléctrica, abasteciendo a clientes finales ubicados en la Región de Atacama. Las principales características de este segmento y sus eventuales factores de riesgos son los siguientes:

##### **3.1.1.- Aspectos regulatorios.**

Los negocios de EMELAT S.A. están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es establecer un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos al sector eléctrico y dentro de él.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, ha permitido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción transporte y distribución, en particular en los últimos 10 años.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas a cobrar a clientes regulados son fijadas por la autoridad. Por otro lado, los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que en las condiciones actuales de precios de generación, no parecen producir incentivos para ello. Además, aunque así fuera, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

### 3.1.2 Mercado de Distribución de Electricidad.

EMELAT S.A. distribuye energía eléctrica abasteciendo a 89.758 clientes en la Región de Atacama, cuyas ventas físicas alcanzaron a 671,9 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2011.

#### Contratos de Suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora cuenta con contratos de suministro de energía y potencia a precio licitado con los generadores ENDESA y GENER. Estos contratos tienen vigencia desde enero 2010 hasta 2019 y 2024, respectivamente.

#### Demanda

El crecimiento de la demanda se relaciona directamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y con el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población, viviendas y consumo industrial, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano de la región.

Así, es posible concluir que el crecimiento de este mercado está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos. Además, este último riesgo se encuentra acotado si se tiene en cuenta que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias.

### Mercado de Generación

En el año 2008, debido a la falta de incentivos existente en los años anteriores para realizar inversiones en el segmento de la generación, las cuales se han comenzado a superar a partir de las modificaciones introducidas en la legislación por la Ley Corta II, en el año 2005, se decretó racionamiento de energía, disponiéndose medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

Dichas medidas contemplaron facultar a las empresas distribuidoras para promover disminuciones del consumo de electricidad, pactar con sus clientes reducciones de consumo, y suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, reducir la tensión nominal de suministro en el punto de conexión de sus clientes. Además, se determinó que las generadoras debían pagar a sus clientes cada kilowatt-hora de déficit que efectivamente los haya afectado.

Por cierto, es claro que la escasez en la oferta de energía afecta las ventas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, y con ello, sus resultados.

Al respecto, si bien dicha situación fue fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, y no es posible asegurar que ellas no se repitan, el desarrollo de nuevas inversiones en los sistemas de generación ha permitido una reducción del riesgo, no previéndose situaciones de escasez en el corto plazo.

### Precios

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), y los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

### Valor Agregado de Distribución

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II); un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al

precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de las componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente. El último cálculo se efectuó en el año 2008. En el año 2012 se desarrollará el proceso tarifario para determinar las tarifas de distribución que regirán desde noviembre de 2012 a octubre de 2016.

La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del  $10\% \pm 4\%$  al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El Valor Agregado de Distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la CNE.

### Precios de Servicios Asociados al Suministro

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

Para dar cumplimiento a lo anterior, CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual es sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

### Proceso de tarificación de sistemas de subtransmisión

En el año 2009 fue iniciado el proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, el que a la fecha no ha concluido. Una vez que se publique el Decreto que fije dichas tarifas se deberán reliquidar los consumos de los clientes de las empresas distribuidoras y las compras que estas empresas efectúan por concepto de subtransmisión.

### 3.2.- Riesgo financiero.

El negocio en que participa la Sociedad, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados -cada 4 años-, 10% +/- 5% en el resto de los años. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE, de la cual es parte la Sociedad, en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

#### 3.2.1 Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE, entre las cuales está la Sociedad son fundamentalmente en pesos, CGE ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre del ejercicio, la deuda financiera de EMELAT S.A. alcanzó a M\$8.176.576 que se encuentra denominada en unidades de fomento.

	31/12/2011		31/12/2010	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en pesos o U.F.	8.176.576	100%	7.769.960	100%
<b>Total Deuda Financiera</b>	<b>8.176.576</b>	<b>100%</b>	<b>7.769.960</b>	<b>100%</b>

No existen activos significativos que estén afectos a tipo de cambio.

En consecuencia, la mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

Al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento (UF) debido a la variación del valor de la UF anual, se observa un impacto negativo en resultados de M\$301.853 (M\$184.561 de mayor resultado al 31 de diciembre de 2010).

	UF	M\$
Al 31/12/2010	360.000	7.723.998
Al 31/12/2011	360.000	8.025.851
<b>Resultados por unidades de Reajuste</b>		<b>(301.853)</b>

	UF	M\$
Al 31/12/2009	360.000	7.539.437
Al 31/12/2010	360.000	7.723.998
<b>Resultados por unidades de Reajuste</b>		<b>(184.561)</b>

La Compañía mantiene el 100% de sus deudas expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para determinar el efecto de la variación de la UF en resultados antes de impuesto se realizó una sensibilización de la UF reflejando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF, los resultados antes de impuesto disminuyen en M\$ 80.258 para el ejercicio concluido al 31 de diciembre de 2011 (M\$77.242 al 31 de diciembre de 2010).

### 3.2.2 Riesgo de Tasa de Interés

El objetivo de la gestión de riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

EMELAT S.A. tiene el 100% de la deuda financiera estructurada a tasa variable.

	31/12/2011		31/12/2010	
	M\$	%	M\$	%
Deuda tasa variable	8.176.576	100%	7.769.960	100%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>8.176.576</b>	<b>100%</b>	<b>7.769.960</b>	<b>100%</b>

Al efectuar un análisis de sensibilidad de la deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 80.508 de mayor gasto por intereses.

### 3.2.3 Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

El riesgo de liquidez en EMELAT S.A., es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

A nivel del Grupo CGE, continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la Compañía. Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez.

El riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo y representa el 4,0% del total.

El perfil de vencimientos de la deuda financiera por capital e intereses es el siguiente:

M\$ 31/12/2011	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	TOTAL
Bancos	354.303	8.558.566	0	8.912.869
<b>Total</b>	<b>354.303</b>	<b>8.558.566</b>	<b>0</b>	<b>8.912.869</b>
	4,0%	96,0%	0,0%	100%

M\$ 31/12/2010	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	TOTAL
Bancos	128.473	257.688	7.789.055	8.175.216
<b>Total</b>	<b>128.473</b>	<b>257.688</b>	<b>7.789.055</b>	<b>8.175.216</b>
	1,6%	3,2%	87,4%	100%

### 3.2.4 Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado.

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios de la empresa al 31 de diciembre de 2011. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación un resumen de los pasivos financieros de EMELAT S.A., concluyéndose que no existe una diferencia significativa entre el valor libro y el valor justo de éstos:

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 31.12.11 M\$	Valor de Mercado Deuda al 31.12.11 M\$	Diferencia (%)
Bancos	8.176.576	7.896.523	-3%
<b>Total</b>	<b>8.176.576</b>	<b>7.896.523</b>	<b>-3%</b>

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 31.12.10 M\$	Valor de Mercado Deuda al 31.12.10 M\$	Diferencia (%)
Bancos	7.769.960	7.417.651	-5%
<b>Total</b>	<b>7.769.960</b>	<b>7.417.651</b>	<b>-5%</b>

### 3.2.5 Riesgo de Crédito

En la actividad de distribución de electricidad, el riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes, permite acotar los montos de deuda individuales a través de la gestión de la suspensión de suministro por falta de pago como herramienta de cobranza definida en la ley. La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, limitando la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los dos clientes más grandes representan un 11,0% y un 6,6% de las ventas.

Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

	31/12/2011		31/12/2010	
	Ventas	Cantidad de Clientes	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	20%	84.343	19%	82.244
Industrial	60%	844	65%	850
Comercial	15%	3.274	12%	3.115
Otros	5%	1.297	4%	1.197
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>89.758</b>	<b>100%</b>	<b>87.406</b>

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 51% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

La cobranza de los clientes en mora es gestionada por las distintas unidades de negocio de la empresa, iniciando la actividad de cobranza a partir del día 46 del vencimiento de su primer documento de cobro y se aplica la suspensión de suministro como herramienta de cobranza definida en la ley.

Para aquellos clientes que permanecen en mora y sin suministro, la empresa realiza gestión de cobranza administrativa y en terreno.

### 3.2.6 Riesgo de Liquidez.

#### 3.2.6.1 Efecto en Flujo de Caja por Cambios de Precios de Nudo.

El precio de nudo, en conformidad a la legislación vigente, es revisado y actualizado cada seis meses, en mayo y noviembre de cada año. Dicho precio que corresponde al valor al cual compran las empresas distribuidoras a las empresas generadoras, es traspasado a clientes finales a través de la tarifa de venta; es decir, el fundamento de la ley es que las empresas distribuidoras obtengan su margen exclusivamente a través del Valor Agregado de Distribución.

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en la situación de caja de las empresas distribuidoras, ya que se produce un desfase temporal entre el momento en que la energía comprada al nuevo precio nudo se paga a la empresa

generadora –habitualmente en el mismo mes- y el momento en que se recauda de los clientes.

#### 3.2.6.2 Efecto en Flujo de Caja por Cambios en el perfil de pago de los clientes.

En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. Para mitigar este riesgo, la legislación que regula el sector eléctrico faculta a las empresas distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos en EMELAT S.A.

### 3.3. Control Interno.

La Sociedad cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico - financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente como también los emanados desde el Grupo CGE.

## 4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

La Sociedad efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes, por definición, muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo año se presentan a continuación.

### 4.1.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas (“los beneficios”) depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

La Sociedad determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza el Grupo CGE para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, el Grupo CGE considera las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan

en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota N° 18 se presenta información adicional al respecto.

#### 4.2.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, planta y equipo. Las tasaciones vinculadas con las redes de subtransmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR/VI) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del ejercicio. Dicho VNR es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston & Agg.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de vidas útiles, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros de la Sociedad.

#### 5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Efectivo en caja.	384.846	483.699
Saldos en bancos.	79.727	46.727
<b>Total</b>	<b>464.573</b>	<b>530.426</b>

El efectivo y equivalentes al efectivo incluidos en los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2011 y 2010 no difieren del presentado en el estado de flujo de efectivo.

#### 6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales, neto.	11.109.785	11.638.214	6.798	30.046
Otras cuentas por cobrar, neto.	321.238	370.523	189.567	207.847
<b>Total</b>	<b>11.431.023</b>	<b>12.008.737</b>	<b>196.365</b>	<b>237.893</b>

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales, bruto.	11.995.777	12.427.216	6.798	30.046
Otras cuentas por cobrar, bruto.	321.238	370.523	189.567	207.847
<b>Total</b>	<b>12.317.015</b>	<b>12.797.739</b>	<b>196.365</b>	<b>237.893</b>

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vigentes o por vencer y no deteriorados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	7.222.900	5.265.776	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	20.808	58.061	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	19.028	74.065	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	196.365	237.893
<b>Total</b>	<b>7.262.736</b>	<b>5.397.902</b>	<b>196.365</b>	<b>237.893</b>

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos pero no deteriorados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	3.474.304	6.001.047
Con vencimiento entre tres y seis meses.	201.175	290.739
Con vencimiento entre seis y doce meses.	216.530	161.003
Con vencimiento mayor a doce meses.	1.162.270	947.048
<b>Total</b>	<b>5.054.279</b>	<b>7.399.837</b>

El detalle del deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales.	885.992	789.002
<b>Total</b>	<b>885.992</b>	<b>789.002</b>

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial.	789.002	768.228
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del periodo ó ejercicio.	0	(60.145)
Aumento (disminución) del periodo ó ejercicio.	96.990	80.919
<b>Total</b>	<b>885.992</b>	<b>789.002</b>

El detalle en resultados del deterioro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, por rubros es el siguiente:

Efecto en resultado de la provisión en el periodo	Saldo al	
	01/01/2011 31/12/2011 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$
Deudores comerciales.	96.990	22.560
Otras cuentas por cobrar.		(1.786)
<b>Total</b>	<b>96.990</b>	<b>20.774</b>

El valor justo de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos, ya que, incluyen un interés explícito por el retraso en el pago y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva que la Sociedad no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada. La Sociedad no solicita colaterales en garantía.

#### **Calidad Crediticia:**

En materia de energía eléctrica, las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de marzo de 1997. Las disposiciones de este último, en su Art. N° 146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y, por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en Art. N°147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

#### **7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.**

Las transacciones con empresas relacionadas son de pago/cobro inmediato o hasta 90 días, exceptuando los préstamos o deudas a largo plazo, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y 89 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas. No existen deudas de dudoso cobro, razón por la cual no se ha constituido una provisión de deterioro para estas transacciones.

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia la matriz y CGE, sociedad controladora, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

La Sociedad tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con entidades relacionadas durante el ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, las cuales no se entienden como transacciones.

## 7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

### 7.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Saldos al		
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes
							31/12/2011	31/12/2010	31/12/2010
							M\$	M\$	M\$
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.244	198	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	0	7.414
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.454	2.782	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	119.369	77.591	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	0	10.996
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	94	199	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2	50	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	772	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	15.351	3.957	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.326	21	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	113	12.563	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Reembolso de Gastos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	286.116	0	0
76.122.827-7	Emelat Transmision S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	330.991	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	49.194	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	633	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	6.253	0	0
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.642	0	0
<b>TOTALES</b>							<b>483.791</b>	<b>429.124</b>	<b>18.410</b>

### 7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Saldos al		
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes
							31/12/2011	31/12/2010	31/12/2010
							M\$	M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Ex - Matriz	CL \$	0	1.608	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Ex - Matriz	CL \$	0	0	26.531
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	46.978	125	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	792	1.634	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.378	744	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	0	466
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	151	206	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	4.134	35	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	8.611	4.962	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	15.143	1.716	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	1.885.826	1.838.981	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	66.094	18.365	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	48.008	135.686	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	221.156	435.340	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	119.659	59.943	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	5.621	3.409	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	279.745	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	204.748	0	0
76.144.275-9	Emel Norte	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	22.784	0	0
<b>TOTALES</b>							<b>2.930.828</b>	<b>2.502.754</b>	<b>26.997</b>

### 7.1.3.- Transacciones con entidades relacionadas y sus efectos en resultados.

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01/01/2011 31/12/2011	Efecto en resultados	01/01/2010 31/12/2010	Efecto en resultados
						monto	(cargo) / abono	monto	(cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (flujos recibidos)	CL \$	38.612	(111.517)	4.608.216	13.684
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Ex - Matriz	Servicios recibidos	CL \$	58.374	(58.374)	288.086	(288.086)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Ex - Matriz	Compra de materiales	CL \$	0	0	64.998	(429)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	3.932	3.932	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	61.867	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	39.310	(39.310)	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	578	578	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	0	0	598.357	598.357
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	96	96	629.576	629.576
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	61.780	(61.780)	52.486	(52.486)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	813	(567)	430	(320)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	18.372	18.372	33.680	33.680
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Ventas de activos	CL \$	0	0	34.049	34.049
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	19.960	19.960	14.145	14.145
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	15.513	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	586.186	(586.186)	522.171	(522.171)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL \$	153.335	(153.335)	126.585	(126.585)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	1.098.963	(1.098.963)	630.553	(630.553)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	242.679	0	570.236	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	9.131	9.131	7.105	7.105
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	2.566	(2.566)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de gastos	CL \$	750	0	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	475.093	(475.093)	913.312	(913.312)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	2.213	2.213	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	4.665	4.665	8.974	8.974
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	73.410	(73.410)	79.255	(79.255)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	1.177.555	(182.299)	2.018.783	(170.998)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL \$	57.180	(57.180)	21.118	(21.118)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	0	0	50	50
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Intereses pagados	CL \$	0	0	112	(112)
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	1.086	1.086	4.484	4.484
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	37.151	(37.151)	22.650	(22.650)
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	0	0	59.145	(59.145)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	13.411	(13.411)	25.266	(25.266)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	27.681	27.681	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	0	0	4.389	4.389
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	236.179	(236.179)	7.880	7.880
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de gastos	CL \$	80.720	0	12.563	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	33.072	0	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	36.756	(36.756)	35.602	(35.602)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	0	0	6.717	6.717
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	1.391.772	(1.391.772)	1.690.033	(1.690.033)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	41.339	41.339	0	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	154.335	-154.335	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	0	0	28.250	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	0	0	400	(400)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	429	(429)
76.348.900-2	Energía del Limarí S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	2.741	2.741	0	0
76.348.900-2	Energía del Limarí S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	905	(905)	0	0

## 7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de Empresa Eléctrica Atacama S.A. lo componen cinco miembros, los cuales permanecen por un período de 2 años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 09 de abril de 2010 se reeligió íntegramente el Directorio de la Sociedad.

José Luis Hornauer Herrmann	Presidente del Directorio
Francisco Marín Jordán	Vicepresidente del Directorio
Rafael Marín Jordán	Director
Pablo Neuweiler Heinsen	Director
Andrés Pérez Cruz	Director

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente Zonal, un Subgerente Comercial y un Subgerente de Operaciones. La Sociedad es administrada por la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica (CONAFE S.A.), Sociedad designada por la Matriz CGE S.A. para administrar los negocios de distribución de energía eléctrica en la Tercera Región.

### 7.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 14 de marzo de 2011 acordó no remunerar a sus integrantes.

#### - **Dietas por asistencia a sesiones.**

El monto pagado a los Señores Directores, para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, establecido en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 19 de abril de 2010 asciende a M\$126.

### 7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del Equipo Gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 265.524 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, (M\$ 212.735 en el ejercicio 2010).

La Sociedad ha establecido para sus ejecutivos un plan de incentivos por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de la Sociedad. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

## 8.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Clases de inventarios	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Mercaderías para la venta.	4.881	4.881
Trabajos en curso.	122.778	199.524
Provisión de deterioro.	(3.417)	(3.417)
<b>Total</b>	<b>124.242</b>	<b>200.988</b>

## 9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Activos por impuestos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Pagos provisionales mensuales.	1.335.140	1.105.389
Créditos al impuesto.	29.174	98.552
<b>Total</b>	<b>1.364.314</b>	<b>1.203.941</b>

Pasivos por impuestos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	363.407	326.904
<b>Total</b>	<b>363.407</b>	<b>326.904</b>

El siguiente resumen cuadra la aplicación entre activos y pasivos por impuestos con el fisco.

Activo / pasivos por impuestos, neto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	1.000.907	877.037

## 10.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.

### 10.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2010.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2010 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2010 M\$
Inversiones en asociadas.	14.148.370	1.339.979	(1.319.619)	(14.168.730)	0
<b>TOTALES</b>	<b>14.148.370</b>	<b>1.339.979</b>	<b>(1.319.619)</b>	<b>(14.168.730)</b>	<b>0</b>

La variación del ejercicio 2010, corresponde a la asignación que surgió del proceso de división de la Sociedad señalado en la Nota 1.

## 10.2.- Inversiones en asociadas.

11.2.1.- Inversiones en asociadas contabilizadas utilizando el método de la participación.

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2010 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2010 M\$
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	CL \$	0,00%	0,00%	6.944.313	724.915	(719.516)	(6.949.712)	0
Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	CL \$	0,00%	0,00%	493.752	25.384	(36.470)	(482.666)	0
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	0,00%	0,00%	2.953.601	205.967	(220.837)	(2.938.731)	0
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	0,00%	0,00%	3.756.704	383.713	(342.796)	(3.797.621)	0
<b>TOTALES</b>					<b>14.148.370</b>	<b>1.339.979</b>	<b>(1.319.619)</b>	<b>(14.168.730)</b>	<b>0</b>

## 11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Gastos pagados por anticipado.	10.533	11.916
Garantías de arriendo.	1.538	0
<b>Total</b>	<b>12.071</b>	<b>11.916</b>

## 12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

### 12.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto por programas informáticos.

Su detalle al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Programas informáticos, neto.	283	1.122
Otros activos intangibles identificables, neto.	14.076	13.664
<b>Total</b>	<b>14.359</b>	<b>14.786</b>

Clases de activos intangibles, bruto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Programas informáticos, bruto.	1.320.409	1.320.409
Otros activos intangibles identificables, bruto.	14.076	13.664
<b>Total</b>	<b>1.334.485</b>	<b>1.334.073</b>

Clases de amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	1.320.126	1.319.287
<b>Total</b>	<b>1.320.126</b>	<b>1.319.287</b>

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	1.320.126	1.319.287
<b>Total</b>	<b>1.320.126</b>	<b>1.319.287</b>

El detalle de vidas útiles aplicada en el rubro intangibles es el siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	4	4
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	2011		
	Programas informáticos, neto M\$	Otros activos intangibles identificables, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	1.122	13.664	14.786
Adiciones.	0	412	412
Amortización.	(839)	0	(839)
<b>Cambios, total</b>	<b>(839)</b>	<b>412</b>	<b>(427)</b>
<b>Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2011</b>	<b>283</b>	<b>14.076</b>	<b>14.359</b>

Movimientos en activos intangibles	2010		
	Programas informáticos, neto M\$	Otros activos intangibles identificables, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	2.083	57.862	59.945
Adiciones.	0	335	335
Retiros.	0	(44.533)	(44.533)
Amortización.	(961)	0	(961)
<b>Cambios, total</b>	<b>(961)</b>	<b>(44.198)</b>	<b>(45.159)</b>
<b>Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2010</b>	<b>1.122</b>	<b>13.664</b>	<b>14.786</b>

El detalle del importe de activos intangibles identificables Individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Detalle de otros activos intangibles identificables al 31/12/2011	Importe en libros de activo individual intangible significativo  M\$	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	14.076	Indefinida
<b>Total</b>	<b>14.076</b>	

El cargo a resultados por amortización de intangibles, registrado en el gasto de administración, al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se detalla a continuación.

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01/01/2011 31/12/2011  M\$	01/01/2010 31/12/2010  M\$
Gastos de administración.	839	961
<b>Total</b>	<b>839</b>	<b>961</b>

### 13.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

#### 13.1.- Vidas Útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes.

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	40	60
Vida útil para planta y equipo.	20	45
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	3	3
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	10	25
Vida útil para vehículos de motor.	5	10

### 13.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro es la siguiente al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

#### 13.2.1.- Valores netos de propiedades, planta y equipo.

<b>Clases de propiedades, planta y equipo, neto</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>	<b>31/12/2010 M\$</b>
<b>Construcciones en curso.</b>	<b>1.792.079</b>	<b>1.637.287</b>
<b>Planta y equipo.</b>	<b>21.524.036</b>	<b>21.001.662</b>
Subestaciones de distribución.	4.939.265	4.942.152
Líneas y redes de media y baja tensión.	15.127.948	14.481.652
Medidores.	1.456.823	1.577.858
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>44.976</b>	<b>76.966</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>630.323</b>	<b>727.827</b>
Equipos de comunicaciones.	172.280	201.950
Herramientas.	223.814	269.727
Muebles y útiles.	66.752	62.612
Instalaciones y accesorios diversos.	167.477	193.538
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>336.933</b>	<b>389.407</b>
<b>Otras propiedades, planta y equipo.</b>	<b>478.819</b>	<b>861.834</b>
<b>Total</b>	<b>24.807.166</b>	<b>24.694.983</b>

#### 13.2.2.- Valores brutos de propiedades, planta y equipo.

<b>Clases de propiedades, planta y equipo, bruto</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>	<b>31/12/2010 M\$</b>
<b>Construcciones en curso.</b>	<b>1.792.079</b>	<b>1.637.287</b>
<b>Planta y equipo.</b>	<b>32.856.690</b>	<b>31.343.317</b>
Subestaciones de distribución.	8.524.223	8.244.247
Líneas y redes de media y baja tensión.	21.872.954	20.656.725
Medidores.	2.459.513	2.442.345
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>253.622</b>	<b>255.735</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>2.085.609</b>	<b>2.059.360</b>
Equipos de comunicaciones.	563.906	555.779
Herramientas.	879.957	877.506
Muebles y útiles.	260.861	247.470
Instalaciones y accesorios diversos.	380.885	378.605
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>899.597</b>	<b>899.597</b>
<b>Otras propiedades, planta y equipo.</b>	<b>478.819</b>	<b>861.834</b>
<b>Total</b>	<b>38.366.416</b>	<b>37.057.130</b>

13.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo.

<b>Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2010</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Planta y equipo.</b>	<b>11.332.654</b>	<b>10.341.655</b>
Subestaciones de distribución.	3.584.958	3.302.095
Líneas y redes de media y baja tensión.	6.745.006	6.175.073
Medidores.	1.002.690	864.487
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>208.646</b>	<b>178.769</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>1.455.286</b>	<b>1.331.533</b>
Equipos de comunicaciones.	391.626	353.829
Herramientas.	656.143	607.779
Muebles y útiles.	194.109	184.858
Instalaciones y accesorios diversos.	213.408	185.067
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>562.664</b>	<b>510.190</b>
<b>Total</b>	<b>13.559.250</b>	<b>12.362.147</b>

El ítem otras propiedades, planta y equipo está compuesto por bienes que están disponibles para ser utilizados en Construcciones de planta y equipo, por ende no sujetos a depreciación dado que aún no están incorporados a una instalación en uso.

### 13.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.

El siguiente cuadro muestra el detalle de reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo, por clases al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Movimiento año 2011		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/2011</b>		<b>1.637.287</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>21.001.662</b>	<b>76.966</b>	<b>727.827</b>	<b>389.407</b>	<b>861.834</b>	<b>24.694.983</b>
Cambios	Adiciones.	1.631.562	0	0	0	0	0	0	47.444	1.679.006
	Desapropiaciones	0	0	0	0	(500)	0	0	(7.172)	(7.672)
	Retiros.		0	0	(218.930)	0	(5)	0	0	(218.935)
	Gasto por depreciación.				(1.112.748)	(31.690)	(123.792)	(52.474)	0	(1.320.704)
	Otros incrementos (decrementos).	(1.476.770)	0	0	1.854.052	200	26.293	0	(423.287)	(19.512)
<b>Total cambios</b>		<b>154.792</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>522.374</b>	<b>(31.990)</b>	<b>(97.504)</b>	<b>(52.474)</b>	<b>(383.015)</b>	<b>112.183</b>
<b>Saldo Final al 31/12/2011</b>		<b>1.792.079</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>21.524.036</b>	<b>44.976</b>	<b>630.323</b>	<b>336.933</b>	<b>478.819</b>	<b>24.807.166</b>
Movimiento año 2010		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/2010</b>		<b>3.548.193</b>	<b>3.044.097</b>	<b>1.976.937</b>	<b>32.536.724</b>	<b>115.988</b>	<b>752.905</b>	<b>341.049</b>	<b>689.247</b>	<b>43.005.140</b>
Cambios	Adiciones.	2.894.314	0	0	0	0	0	0	94.428	2.988.742
	Desapropiaciones	0	0	0	0	(2.903)	0	0	0	(2.903)
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		0	0						0
	Retiros.		0	0	(45.711)	0	(2.673)	0	(254.202)	(302.586)
	Gasto por depreciación.			(48.407)	(1.272.484)	(41.953)	(128.717)	(53.528)	0	(1.545.089)
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto				2.457.429	0	0	0	0	2.457.429
	<b>Sub total reconocido en patrimonio neto</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.457.429</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.457.429</b>
Otros incrementos (decrementos). (*)	(4.805.220)	(3.044.097)	(1.928.530)	(12.674.296)	5.834	106.312	101.886	332.361	(21.905.750)	
<b>Total cambios</b>		<b>(1.910.906)</b>	<b>(3.044.097)</b>	<b>(1.976.937)</b>	<b>(11.535.062)</b>	<b>(39.022)</b>	<b>(25.078)</b>	<b>48.358</b>	<b>172.587</b>	<b>(18.310.157)</b>
<b>Saldo Final al 31/12/2010</b>		<b>1.637.287</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>21.001.662</b>	<b>76.966</b>	<b>727.827</b>	<b>389.407</b>	<b>861.834</b>	<b>24.694.983</b>

#### 13.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.

La Sociedad ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

#### 13.5.- Costo por intereses.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipos que califiquen para dicha activación.

#### 13.6- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.

Los terrenos, construcciones y edificios y redes de distribución eléctrica se revaluaron al 31 de diciembre de 2010. Las tasaciones se llevaron a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integrales. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 2.457.429.-. El saldo revaluado de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2011 asciende a M\$7.120.956.- (Ver Nota 13.7)

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	218.935	302.586
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	1.631.562	2.894.314

#### 13.7.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución eléctrica, se realizó de acuerdo con los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los Terrenos y Edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios de los tasadores independientes especializados.

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a revaluación anual se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR/VI) entregado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno que a diciembre de 2010 asciende a 4 % y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

El valor razonable para las instalaciones eléctricas, mencionado en párrafo anterior, ha sido incorporado a la fórmula de Marston y Agg, que calcula el valor de un bien a una determinada fecha considerando su antigüedad, las condiciones actuales de uso y los períodos de retorno de los flujos que genera el bien.

En el caso de los terrenos y edificios el método utilizado fue una tasación independiente y dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por los profesionales independientes.

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la Reserva de Revaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido directamente a la cuenta ganancias y (pérdidas) acumuladas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que éste fuera depreciado por la Sociedad.

Valor libro según modelo del costo de los bienes revaluados:

<b>Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>	<b>31/12/2010 M\$</b>
Planta y equipos.	14.403.080	12.933.431
<b>Total</b>	<b>14.403.080</b>	<b>12.933.431</b>

El siguiente es el movimiento de reservas o superávit de revaluación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

<b>Valor revaluado de propiedades, planta y equipo</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>	<b>31/12/2010 M\$</b>
<b>Saldo inicial</b>	<b>8.068.231</b>	<b>17.809.370</b>
Ajustes de revaluación.	0	2.457.429
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluados.	(222.946)	(11.505.180)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluados.	(724.329)	(693.388)
<b>Movimiento del ejercicio</b>	<b>(947.275)</b>	<b>(9.741.139)</b>
<b>Total</b>	<b>7.120.956</b>	<b>8.068.231</b>

Valor libros según modelo del costo de los bienes no revaluados:

<b>Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>	<b>31/12/2010 M\$</b>
Construcción en curso	1.792.079	1.637.287
Equipamiento de tecnologías de la información	44.976	76.966
Instalaciones fijas y accesorios	630.323	727.827
Vehículos de motor	336.933	389.407
Otras propiedades, planta y equipo	478.819	861.834
<b>Total</b>	<b>3.283.130</b>	<b>3.693.321</b>

**14.- IMPUESTOS DIFERIDOS.**
**14.1.- Activos por impuestos diferidos.**

El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

<b>Activos por impuestos diferidos</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>	<b>31/12/2010 M\$</b>
Relativos a propiedades, planta y equipo	0	11.687
Relativos a intangibles	1.181	1.049
Relativos a acumulaciones (o devengos).	84.893	94.264
Relativos a provisiones.	380.989	245.673
Relativos a otros.	27.471	29.171
<b>Total</b>	<b>494.534</b>	<b>381.844</b>

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad estima con proyecciones futuras de utilidades que éstas cubrirán el recupero de estos activos.

**14.2.- Pasivos por impuestos diferidos.**

<b>Pasivos por impuestos diferidos</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>	<b>31/12/2010 M\$</b>
Relativos a propiedades, planta y equipo	18.292	0
Relativos a revaluaciones de propiedad, Planta y Equipo	1.210.562	1.371.599
Relativos a otros.	0	18.802
<b>Total</b>	<b>1.228.854</b>	<b>1.390.401</b>

**14.3.- Movimientos de impuestos diferidos del estado de situación financiera.**

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

<b>Movimientos en activos por impuestos diferidos</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>	<b>31/12/2010 M\$</b>
<b>Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.</b>	<b>381.844</b>	<b>372.931</b>
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	112.690	8.913
<b>Cambios en activos por impuestos diferidos, total</b>	<b>112.690</b>	<b>8.913</b>
<b>Total</b>	<b>494.534</b>	<b>381.844</b>

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
<b>Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.</b>	<b>1.390.401</b>	<b>3.459.387</b>
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(161.547)	(2.486.748)
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	0	417.762
<b>Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total</b>	<b>(161.547)</b>	<b>(2.068.986)</b>
<b>Total</b>	<b>1.228.854</b>	<b>1.390.401</b>

#### 14.4.- Compensación de partidas:

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria, a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas. Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
<b>31/12/2011</b>			
- Activos por impuestos diferidos	494.534	(494.534)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.228.854)	494.534	(734.320)
<b>Total</b>	<b>(734.320)</b>	<b>0</b>	<b>(734.320)</b>
<b>31/12/2010</b>			
- Activos por impuestos diferidos	381.844	(381.844)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.390.401)	381.844	(1.008.557)
<b>Total</b>	<b>(1.008.557)</b>	<b>0</b>	<b>(1.008.557)</b>

#### 15.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

##### 15.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31/12/2011		31/12/2010	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	UF	150.725	8.025.851	45.962	7.723.998
<b>Total préstamos bancarios</b>		<b>150.725</b>	<b>8.025.851</b>	<b>45.962</b>	<b>7.723.998</b>
<b>Total</b>		<b>150.725</b>	<b>8.025.851</b>	<b>45.962</b>	<b>7.723.998</b>

## 15.2.- Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.

Saldo al 31 de diciembre de 2011.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes		
								Vencimientos hasta 1 mes	Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
								M\$	31/12/2011	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	31/12/2011
Chile	Emelat S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	3,99%	3,99%	Sin Garantía	38.812	38.812	2.273.991	0	2.273.991
Chile	Emelat S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	4,49%	4,49%	Sin Garantía	111.913	111.913	5.751.860	0	5.751.860
<b>Total</b>								<b>150.725</b>	<b>150.725</b>	<b>8.025.851</b>	<b>0</b>	<b>8.025.851</b>

Saldo al 31 de diciembre de 2010.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes		
								Vencimientos hasta 1 mes	Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
								M\$	31/12/2010	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	31/12/2010
Chile	Emelat S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	2,21%	1,60%	Sin Garantía	12.686	12.686	0	2.188.466	2.188.466
Chile	Emelat S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	2,16%	1,66%	Sin Garantía	33.276	33.276	0	5.535.532	5.535.532
<b>Total</b>								<b>45.962</b>	<b>45.962</b>	<b>0</b>	<b>7.723.998</b>	<b>7.723.998</b>

## 16.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Proveedores de energía.	5.433.249	6.481.975	0	0
Retenciones.	861.517	793.719	0	0
Dividendos por pagar.	18.297	17.464	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	427.307	432.565	0	0
Proveedores no energéticos.	732.635	621.191	0	0
Acreedores varios.	213.364	222.766	161.596	194.002
Otros.	151.383	126.426	0	0
<b>Total</b>	<b>7.837.752</b>	<b>8.696.106</b>	<b>161.596</b>	<b>194.002</b>

### 16.1.- Pasivos Acumulados (o Devengados).

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Vacaciones del personal.	94.763	102.603
Bonificaciones de feriados.	51.328	52.825
Participación sobre resultados	281.216	277.137
<b>Total</b>	<b>427.307</b>	<b>432.565</b>

El valor justo de los acreedores y otras cuentas por pagar no difiere de manera significativa de su valor de libros.

**17.- OTRAS PROVISIONES.**

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

**17.1.- Provisiones – Saldos.**

Clase de provisiones	Corrientes	
	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Provisión de reclamaciones legales.	35.000	30.000
Otras provisiones.	698	0
<b>Total</b>	<b>35.698</b>	<b>30.000</b>

**17.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales**

Al 31 de diciembre de 2011, los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra la Sociedad, por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales (detalle en Nota 26). Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo.

**17.2.- Movimiento de las provisiones.**

Saldo al 31 de diciembre de 2011.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo inicial al 01/01/2011</b>	<b>30.000</b>	<b>0</b>	<b>30.000</b>
Provisiones adicionales.	35.000	0	<b>35.000</b>
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	0	21.042	<b>21.042</b>
Provisión utilizada.	0	(20.344)	<b>(20.344)</b>
Reversión de provisión no utilizada.	(30.000)	0	<b>(30.000)</b>
<b>Total cambios en provisiones</b>	<b>5.000</b>	<b>698</b>	<b>5.698</b>
<b>Saldo final al 31/12/2011</b>	<b>35.000</b>	<b>698</b>	<b>35.698</b>

Saldo al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo inicial al 01/01/2010</b>	<b>137.674</b>	<b>0</b>	<b>137.674</b>
Provisiones adicionales.	0	0	0
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(17.784)	26.345	8.561
Provisión utilizada.	(89.890)	(27.707)	(117.597)
Reversión de provisión no utilizada.	0	1.362	1.362
<b>Total cambios en provisiones</b>	<b>(107.674)</b>	<b>0</b>	<b>(107.674)</b>
<b>Saldo final al 31/12/2010</b>	<b>30.000</b>	<b>0</b>	<b>30.000</b>

#### 18.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

##### 18.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	976.926	842.897
<b>Total</b>	<b>976.926</b>	<b>842.897</b>

##### 18.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
<b>Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial</b>	<b>766.271</b>	<b>1.102.473</b>
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	77.266	69.861
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	37.547	52.082
(Ganancias) pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	124.077	(407.906)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(117.046)	(50.239)
<b>Total</b>	<b>888.115</b>	<b>766.271</b>

### 18.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.	888.115	766.271
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	888.115	766.271
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	88.811	76.626
<b>Total</b>	<b>976.926</b>	<b>842.897</b>

### 18.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Línea del estado de resultados en la que se ha reconocido
	01/01/2011 31/12/2011 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	74.708	69.861	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	37.547	52.082	Costos Financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidas.	51.956	0	Costo de ventas - gastos de administración.
<b>Total gastos reconocidos en resultados</b>	<b>164.211</b>	<b>121.943</b>	

### 18.5.- Hipótesis actuariales.

Las principales hipótesis actuariales utilizadas al cierre de los estados financieros han sido las siguientes:

Detalle	31/12/2011	31/12/2010
Tasa de descuento utilizada.	4,9	4,9
Tasa de inflación.	3,9	3,0
Aumento futuros de salarios.	2,0	2,0
Tabla de mortalidad.	RV - 2009	RV - 2009
Tabla de invalidez.	30 % de la RV - 2009	30% de la RV - 2009
Tabla de rotación.	1,22	1,22

Los supuestos respecto de la tasa de futura mortalidad se fijan sobre la base de asesoría actuarial de acuerdo con las estadísticas publicadas y con la experiencia en Chile.

## 19.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Ingresos diferidos. (*)	278.860	174.105	0	0
Ganancia actuarial diferida	15.056	0	170.025	292.148
<b>Total</b>	<b>293.916</b>	<b>174.105</b>	<b>170.025</b>	<b>292.148</b>

### 19.1.- Ingresos Diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	277.095	172.679
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	1.765	1.426
<b>Total</b>	<b>278.860</b>	<b>174.105</b>

El movimiento de este rubro por el ejercicio al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	174.105	70.497
Adiciones.	2.063.358	1.540.449
Imputación a resultados.	1.958.603	1.436.841
<b>Total</b>	<b>278.860</b>	<b>174.105</b>

### 19.2.- Contratos de construcción.

De acuerdo con lo dispuesto en la NIC N° 11, a continuación se detalla información relevante de contratos de construcción.

#### 19.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	2.248.261	1.805.904
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	(808.745)	(670.840)
<b>Margen de contratos en construcción</b>	<b>1.439.516</b>	<b>1.135.064</b>

19.2.2.- Importes adeudados por clientes bajo contratos de construcción.

Detalle	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	1.985.957	786.121
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	277.095	172.679

**20.- PATRIMONIO NETO.**

**20.1.- Capital suscrito y pagado.**

Los objetivos de EMELAT S.A. al administrar el capital, son el de salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, la Sociedad monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta entre el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio y como se muestra en el estado de situación financiera, más la deuda neta.

En este sentido, la Sociedad ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: flujos de la operación y créditos bancarios.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 3.770.030.

**20.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.**

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 el capital de la Sociedad está representado por 6.115.498 acciones sin valor nominal.

No se han producido emisiones ni rescates de acciones en los ejercicios presentados.

**20.3.- Políticas de dividendos.**

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 14 de marzo de 2011, se aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2011.

El cumplimiento del programa antes señalado quedó condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, como asimismo, a la situación de caja, a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la empresa, o a la existencia de determinadas condiciones, todo lo cual será resuelto por el Directorio.

#### **20.4.- Dividendos.**

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 9 de abril de 2010, aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 102 de \$ 168 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2010, por un total de M\$ 1.027.404.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 443 de fecha 26 de Abril de 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 103 de \$ 168 por acción con cargo a las utilidades acumuladas del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 25 de Junio de 2010, por un total de M\$ 1.027.404.-

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 448 de fecha 06 de septiembre del 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 104 de \$ 168 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 29 de septiembre de 2010, por un total de M\$ 1.027.404.-

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 451 de fecha 22 de noviembre del 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 105 de \$ 180 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 28 de diciembre de 2010, por un total de M\$ 1.100.790.-

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 14 de marzo del 2011, aprobó el pago de dividendo definitivo N° 106 de \$ 61 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 12 de abril de 2011, por un total de M\$373.045.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 458 de fecha 23 de mayo del 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 107 de \$ 43,5 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, el cual se pagó con fecha 28 de junio de 2011, por un total de M\$266.024.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 461 de fecha 22 de agosto del 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 108 de \$ 23,4 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, el cual se pagó con fecha 28 de septiembre de 2011, por un total de M\$143.103.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 464 de fecha 21 de noviembre del 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 109 de \$17 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, el cual se pagó con fecha 27 de diciembre de 2011, por un total de M\$103.963.

#### **20.5.- Reservas.**

En el ítem de otras reservas dentro del patrimonio, se incluye el siguiente concepto:

Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación de los bienes de uso, los cuales se presentan netos de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las ganancias (pérdidas) acumuladas.

Con fecha 31 de diciembre de 2010 se ha efectuado el proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas de la Sociedad Matriz. El efecto de este incremento neto de impuestos diferidos asciende a M\$ 2.039.666.- y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2011 y luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del ejercicio asciende a M\$ 5.910.393.-

## 20.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.

Movimientos al 31 de diciembre de 2011

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2011	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	0	0	616.221	0	0	616.221
<b>Total resultado integral</b>			<b>616.221</b>			<b>616.221</b>

Movimientos al 31 de diciembre de 2010

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2010	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	0	0	4.407.701	0	0	4.407.701
<b>Reserva por revaluación</b>						
Otro resultado integral, por revaluación.	2.457.429	(417.763)	2.039.666	2.457.429	(417.763)	2.039.666
<b>Total movimientos del período</b>	<b>2.457.429</b>	<b>(417.763)</b>	<b>2.039.666</b>	<b>2.457.429</b>	<b>(417.763)</b>	<b>2.039.666</b>
<b>Total resultado integral</b>			<b>6.447.367</b>			<b>6.447.367</b>

**21.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.**
**21.1.- Ingresos ordinarios.**

El siguiente es el detalle de los ingresos ordinarios para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
<b>Ventas</b>	<b>61.289.185</b>	<b>59.685.716</b>
Venta de energía.	61.202.419	59.598.295
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	86.766	87.421
<b>Prestaciones de servicios</b>	<b>4.843.276</b>	<b>6.476.259</b>
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	685.094	3.341.647
Arriendo de equipos de medida.	287.285	283.149
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	257	166
Apoysos en postación.	130.324	108.878
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	3.560.971	2.636.466
Otras prestaciones	179.345	105.953
<b>Total</b>	<b>66.132.461</b>	<b>66.161.975</b>

**21.2.- Otros ingresos, por función.**

El siguiente es el detalle de otros ingresos de operación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Otros ingresos por función	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	5.644	104.378
<b>Total</b>	<b>5.644</b>	<b>104.378</b>

**22.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.**

Los ítemes del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 que se adjunta, se descomponen como se indica a continuación:

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Costo de venta	60.781.813	58.683.767
Costo de administración	4.070.013	3.872.118
<b>Total</b>	<b>64.851.826</b>	<b>62.555.885</b>

**22.1.- Gastos por naturaleza.**

Gastos por naturaleza	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Compra de energía.	54.756.675	53.253.680
Gastos de personal.	2.110.699	2.115.303
Gastos de operación y mantenimiento.	3.452.326	2.624.503
Gastos de administración.	3.210.583	3.016.349
Depreciación.	1.320.704	1.545.089
Amortización.	839	961
<b>Total</b>	<b>64.851.826</b>	<b>62.555.885</b>

**22.2.- Gastos de personal.**

Gastos de personal	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	1.463.317	1.498.840
Beneficios a corto plazo a los empleados.	373.560	320.162
Otros beneficios a largo plazo.	126.664	69.861
Otros gastos de personal. (*)	147.158	226.440
<b>Total</b>	<b>2.110.699</b>	<b>2.115.303</b>

Otros gastos de personal. (*)	01/01/2011	01/01/2010
	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Bonificaciones y becas a Empleados	88.580	139.802
Beneficios de seguridad social	113.912	91.476
Recuperación por amortización ganancias actuariales	(20.204)	0
Otros gastos de personal	(35.130)	(4.838)
<b>Total</b>	<b>147.158</b>	<b>226.440</b>

### 22.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2011	01/01/2010
	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
<b>Depreciación</b>		
Costo de ventas.	1.293.850	1.509.913
Gasto de administración.	26.854	35.176
<b>Total depreciación</b>	<b>1.320.704</b>	<b>1.545.089</b>
<b>Amortización</b>		
Gasto de administración.	839	961
<b>Total amortización</b>	<b>839</b>	<b>961</b>
<b>Total</b>	<b>1.321.543</b>	<b>1.546.050</b>

### 22.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2011	01/01/2010
	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipo.	(243.141)	(171.673)
Venta de chatarra.	4.373	12.155
Venta de propiedades, planta y equipo.	256	5.564
Juicios o arbitrajes.	(11.386)	65.915
Otras pérdidas	0	(72.306)
Otras ganancias	68.782	25.352
Otras ganancias (pérdidas) actuariales	32.088	0
<b>Total</b>	<b>(149.028)</b>	<b>(134.993)</b>

### 23.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítemes adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidad de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
<b>Ingresos financieros</b>		
Intereses comerciales.	425.664	431.302
Otros ingresos financieros.	74.318	26.543
<b>Total Ingresos financieros</b>	<b>499.982</b>	<b>457.845</b>
<b>Costos financieros</b>		
Gastos por préstamos bancarios.	(250.435)	(178.131)
Otros gastos.	(349.665)	(59.326)
<b>Total costos financieros</b>	<b>(600.100)</b>	<b>(237.457)</b>
<b>Unidad de reajuste</b>		
<b>Total resultados por unidades de reajuste</b>	<b>(292.020)</b>	<b>(163.239)</b>
<b>Diferencias de cambio</b>		
Positivas.	8	0
Negativas.	0	(1.201)
<b>Total diferencias de cambio</b>	<b>8</b>	<b>(1.201)</b>
<b>Total resultado financiero</b>	<b>(392.130)</b>	<b>55.948</b>

### 24.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

El cargo a resultados por impuestos a las ganancias, corresponde al siguiente detalle:

#### 24.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se originó un cargo a resultados por impuestos a las ganancias que asciende a M\$ 128.900 y M\$ 563.701, respectivamente.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2010 se procedió a calcular y contabilizar los efectos de la Ley N° 20.455 "Ley de Reconstrucción" con 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.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(348.369)	(689.052)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente.	0	18.803
Ajustes al impuesto corriente del período anterior.	(35.448)	(10.986)
Otros gastos por impuesto corriente.	(19.320)	(38.408)
<b>Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto</b>	<b>(403.137)</b>	<b>(719.643)</b>
(Gasto) ingreso diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	274.237	130.614
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o	0	15.460
Otro gasto por impuesto diferido.	0	9.868
<b>Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto</b>	<b>274.237</b>	<b>155.942</b>
<b>(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>(128.900)</b>	<b>(563.701)</b>

#### 24.2.- Localización del efecto en resultado por impuestos a las ganancias.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(403.137)	(719.643)
<b>Total gasto por impuestos corrientes, neto</b>	<b>(403.137)</b>	<b>(719.643)</b>
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	274.237	155.942
<b>Total gasto por impuestos diferidos, neto</b>	<b>274.237</b>	<b>155.942</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>(128.900)</b>	<b>(563.701)</b>

### 24.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre la determinación de impuestos a las ganancias que resultaría de aplicar tasa efectiva para los ejercicios terminados al 31 de diciembre 2011 y 2010.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
<b>Gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>(149.024)</b>	<b>(845.138)</b>
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	0	224.600
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	(19.631)	(72.751)
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados.	0	18.803
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	0	15.460
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores.	(35.448)	(1.118)
Efecto impositivo de otras tasas impositivas	(19.320)	(38.408)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	94.523	134.851
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>20.124</b>	<b>281.437</b>
<b>Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva</b>	<b>(128.900)</b>	<b>(563.701)</b>

## 25.- INFORMACION POR SEGMENTO.

### 25.1.- Criterios de segmentación.

La Gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico.

El comité considera el negocio desde una perspectiva asociada al tipo de servicio o producto vendido (distribución de electricidad y servicios regulados, distribución de electricidad y servicios no regulados, inversiones y otros servicios).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución y comercialización de energía eléctrica.

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están vinculados con el margen de cada actividad y su EBITDA.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

## 25.2.- Cuadros de resultados.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Regulados		No Regulados		Total	
	01/01/2011 31/12/2011 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2011 31/12/2011 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2011 31/12/2011 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	61.807.129	62.835.563	4.325.332	3.326.412	66.132.461	66.161.975
Costo de ventas	(58.802.737)	(57.347.819)	(1.979.076)	(1.335.948)	(60.781.813)	(58.683.767)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>3.004.392</b>	<b>5.487.744</b>	<b>2.346.256</b>	<b>1.990.464</b>	<b>5.350.648</b>	<b>7.478.208</b>
Otros ingresos, por función.	5.644	104.378	0	0	5.644	104.378
Gasto de administración.	(4.070.013)	(3.872.118)	0	0	(4.070.013)	(3.872.118)
Otras ganancias (pérdidas).	(149.028)	(134.993)	0	0	(149.028)	(134.993)
Ingresos financieros.	499.982	457.845	0	0	499.982	457.845
Costos financieros.	(600.100)	(237.457)	0	0	(600.100)	(237.457)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	0	1.339.979	0	0	0	1.339.979
Diferencias de cambio.	8	(1.201)	0	0	8	(1.201)
Resultados por unidades de reajuste.	(292.020)	(163.239)	0	0	(292.020)	(163.239)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>(1.601.135)</b>	<b>2.980.938</b>	<b>2.346.256</b>	<b>1.990.464</b>	<b>745.121</b>	<b>4.971.402</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	340.351	(225.322)	(469.251)	(338.379)	(128.900)	(563.701)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.</b>	<b>(1.260.784)</b>	<b>2.755.616</b>	<b>1.877.005</b>	<b>1.652.085</b>	<b>616.221</b>	<b>4.407.701</b>
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(1.260.784)</b>	<b>2.755.616</b>	<b>1.877.005</b>	<b>1.652.085</b>	<b>616.221</b>	<b>4.407.701</b>
Depreciación	1.320.704	1.545.089			1.320.704	1.545.089
Amortización	839	961			839	961
<b>EBITDA</b>	<b>261.566</b>	<b>3.266.054</b>	<b>2.346.256</b>	<b>1.990.464</b>	<b>2.607.822</b>	<b>5.256.518</b>

**Servicios Regulados:** Se incluye en este segmento todos los ingresos provenientes de las actividades principales de la entidad, como lo son la distribución y comercialización de energía eléctrica.

**Servicios no Regulados:** Principalmente referido a la segregación de todos nuestros clientes libres, cuya característica principal es que su tarifa es acordada por común acuerdo entre las partes, mediante la formalidad de un contrato. Generalmente referido a empresa de gran tamaño y con necesidades distintas a nuestro cliente residencial.

## **26.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.**

### **26.1.- Juicios y otras acciones legales.**

Nombre del juicio	:	“Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con Empresa Eléctrica Atacama S.A.”.
Fecha de inicio	:	14 de octubre de 2011.
Tribunal	:	1° Juzgado Civil de Copiapo.
Materia	:	Demanda Civil de indemnización de perjuicios.
Cuantía	:	M\$ 177.700.-
Estado	:	Etapas de discusión.

De acuerdo a la opinión de nuestros asesores legales, y en consideración a los antecedentes disponibles, los juicios señalados no comprometerían significativamente el patrimonio de la Sociedad.

### **26.2.- Sanciones administrativas.**

No existen procedimientos administrativos sancionatorios en contra de la Sociedad por montos iguales o superiores a M\$20.000.

### **26.3.- Restricciones.**

No existen restricciones que afecten a la Sociedad.

## **27.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.**

No existen garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos significativos que informar.

## 28.- DISTRIBUCION DE PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente.

Subsidiaria	31/12/2011				Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Copiapó	3	62	0	65	65
Vallenar	0	18	0	18	18
Caldera	0	5	0	5	5
Chañaral	0	4	0	4	4
Huasco	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>89</b>	<b>0</b>	<b>92</b>	<b>92</b>

Subsidiaria	31/12/2010				Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Copiapó	3	65	0	68	67
Vallenar	0	16	0	16	16
Caldera	0	6	0	6	6
Chañaral	0	4	0	4	4
Huasco	0	2	0	2	2
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>93</b>	<b>0</b>	<b>96</b>	<b>95</b>

## 29.- MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad participa en el mercado de la distribución de energía eléctrica, cuya naturaleza involucra la entrega de un servicio que no altera las condiciones del medio ambiente. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen cabalmente con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, como es el caso de la norma de emisión para la regulación de la contaminación lumínica.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolsos futuros en la materia.

## 30.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2011, fecha de cierre de estos estados financieros, y su fecha de aprobación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

Rut : 87.601.500-5  
Período : 01-01-2011 al 31-12-2011  
Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
Tipo de Balance : Individual



**EMPRESAS ELÉCTRICA ATACAMA S.A.**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS**  
**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

**INTRODUCCION**

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales.

El presente análisis razonado considera la división social de Empresa Eléctrica Atacama S.A. acordada en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 28 de septiembre de 2010. En dicha Junta la unanimidad de las acciones asistentes autorizó la división de Empresa Eléctrica Atacama S.A. en tres sociedades. Una Sociedad continuadora (Empresa Eléctrica Atacama S.A.) que mantendrá todos los activos y pasivos asociados al negocio del servicio público de distribución de energía eléctrica; una segunda que se denominó Emelat Inversiones S.A., que se hará cargo de todos los activos asociados al negocio de inversión; y una tercera que se denominó Emelat Transmisión S.A., que se hará cargo de todos los activos y pasivos asociados al negocio de transmisión o transporte de electricidad. Se acordó además que la división produjera sus efectos a contar del 1 de julio de 2010.

En el análisis de cifras e índices se debe tener presente que el Estado de Situación Financiera, el Estado de Resultados Integrales al igual que el Estado de Flujos de Efectivo se comparan entre los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

**1.- ANÁLISIS DE LAS ÁREAS DE NEGOCIO**

EMELAT es una empresa de servicio público que distribuye y comercializa energía en la Región de Atacama. Al 31 de diciembre de 2011, EMELAT S.A. suministra energía eléctrica directamente a 89.758 clientes, abarcando la III Región. Es parte del Sistema Interconectado Central (SIC) y su foco está en el negocio de distribución de electricidad.

**2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS**

Los resultados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011 muestran una disminución de un 86,0% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando una utilidad de M\$616.221.

## 2.1.- Estado de Resultados

La comparación y las variaciones en cada ítem del estado de resultados se presentan en el siguiente cuadro:

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	Var. M\$	Var. %
Ingresos de actividades ordinarias.	66.132.461	66.161.975	(29.514)	0,0%
Costo de ventas	(60.781.813)	(58.683.767)	(2.098.046)	3,6%
<b>Ganancia bruta</b>	<b>5.350.648</b>	<b>7.478.208</b>	<b>(2.127.560)</b>	<b>-28,5%</b>
Otros ingresos, por función.	5.644	104.378	(98.734)	-94,6%
Gasto de administración.	(4.070.013)	(3.872.118)	(197.895)	5,1%
Otras ganancias (pérdidas).	(149.028)	(134.993)	(14.035)	10,4%
Ingresos financieros.	499.982	457.845	42.137	9,2%
Costos financieros.	(600.100)	(237.457)	(362.643)	152,7%
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	0	1.339.979	(1.339.979)	
Diferencias de cambio.	8	(1.201)	1.209	
Resultados por unidades de reajuste.	(292.020)	(163.239)	(128.781)	78,9%
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>745.121</b>	<b>4.971.402</b>	<b>(4.226.281)</b>	<b>-85,0%</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	(128.900)	(563.701)	434.801	-77,1%
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>616.221</b>	<b>4.407.701</b>	<b>(3.791.480)</b>	<b>-86,0%</b>

## 2.2.- Análisis de Resultado

La ganancia del ejercicio fue de M\$616.221, lo que representa una disminución de un 86,0% respecto al mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por:

- Menor ganancia bruta de M\$2.127.560, lo que representa una disminución de un 28,5% respecto al mismo período del año anterior. Esta disminución se debe principalmente al traspaso del negocio de subtransmisión a Emelat Transmisión S.A., compensando parcialmente por un mayor margen compra-venta de energía en el negocio de distribución.
- Menor ganancia antes de impuestos de M\$4.226.281, explicada principalmente por la menor ganancia bruta según lo enunciado en párrafo anterior, por el menor resultado por la participación en empresas asociadas de M\$1.339.979 debido al traspaso de las inversiones en empresas asociadas a Emelat Inversiones S.A., mayores gastos financieros producto de intereses de préstamos bancarios y cuenta corriente mercantil y por el efecto de las unidades de reajuste de M\$128.781 sobre las deudas en UF producto de la variación de ésta.

### 2.3.- Principales Indicadores

A continuación se detallan los principales indicadores físicos y financieros.

Indicadores	Unidad	dic-11	dic-10	Variación	Variación %
Clientes a fines del ejercicio	Nº	89.758	87.406	2.352	2,69%
Ventas físicas de energía	GWH	671,90	680,90	-9,00	-1,32%
Ventas monetarias de energía	MM\$	61.887	60.044	1.843	3,07%
Compras monetarias de energía y peajes	MM\$	54.756	53.254	1.502	2,82%
R.A.I.I.D.A.I.E.	MM\$	2.667	6.755	-4.088	-60,52%
Cobertura de gastos financieros	Veces	2,24	21,94	-19,69	-89,78%
Ingresos Operacionales / Costos Operacionales	Veces	1,02	1,06	-0,04	-3,74%
Utilidad por acción	\$	100,76	720,74	-619,98	-86,02%

### 3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

Los activos y pasivos de la empresa han sido valorizados y presentados de acuerdo a las normas y criterios contables que se explican en las respectivas notas a los Estados Financieros.

#### 3.1.- Activos

ACTIVOS	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	Var. M\$	%
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	464.573	530.426	(65.853)	-12,4%
Otros activos no financieros.	12.071	11.916	155	1,3%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	11.431.023	12.008.737	(577.714)	-4,8%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	483.791	429.124	54.667	12,7%
Inventarios.	124.242	200.988	(76.746)	-38,2%
Activos por impuestos.	1.000.907	877.037	123.870	14,1%
<b>Total activos corrientes</b>	<b>13.516.607</b>	<b>14.058.228</b>	<b>(541.621)</b>	<b>-3,9%</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Derechos por cobrar.	196.365	237.893	(41.528)	-17,5%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	0	18.410	(18.410)	
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14.359	14.786	(427)	-2,9%
Propiedades, planta y equipo.	24.807.166	24.694.983	112.183	0,5%
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>25.017.890</b>	<b>24.966.072</b>	<b>51.818</b>	<b>0,2%</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>38.534.497</b>	<b>39.024.300</b>	<b>(489.803)</b>	<b>-1,3%</b>

Al 31 de diciembre de 2011 los activos totales de la Sociedad, presentan una disminución de M\$489.803 respecto del 31 de diciembre de 2010, de los cuales se debe distinguir:

- Los activos corrientes, presentan una disminución de M\$541.621, que se debe principalmente a:
  - Disminución en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, producto de menores deudores comerciales por un monto de M\$528.429.
- Los activos no corrientes, presentan un aumento de M\$51.818, que se debe principalmente a:
  - Aumento en Propiedades, planta y equipo por M\$112.183 producto de mayores inversiones respecto a la depreciación del ejercicio.

### 3.2.- Total Pasivos y Patrimonio Neto

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	Var. M\$	%
---------------------------	-------------------	-------------------	-------------	---

#### PASIVOS CORRIENTES

Pasivos financieros.	150.725	45.962	104.763	227,9%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	7.837.752	8.696.106	(858.354)	-9,9%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	2.930.828	2.502.754	428.074	17,1%
Otras provisiones a corto plazo.	35.698	30.000	5.698	19,0%
Otros pasivos no financieros.	293.916	174.105	119.811	68,8%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>11.248.919</b>	<b>11.448.927</b>	<b>(200.008)</b>	<b>-1,7%</b>

#### PASIVOS NO CORRIENTES

Pasivos financieros.	8.025.851	7.723.998	301.853	3,9%
Pasivos no corrientes	161.596	194.002	(32.406)	-16,7%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	0	26.997	(26.997)	
Pasivo por impuestos diferidos.	734.320	1.008.557	(274.237)	-27,2%
Provisiones por beneficios a los empleados.	976.926	842.897	134.029	15,9%
Otros pasivos no financieros.	170.025	292.148	(122.123)	-41,8%
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>10.068.718</b>	<b>10.088.599</b>	<b>(19.881)</b>	<b>-0,2%</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>21.317.637</b>	<b>21.537.526</b>	<b>(219.889)</b>	<b>-1,0%</b>

#### PATRIMONIO NETO

Capital emitido.	3.770.030	3.770.030	0	0,0%
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	6.909.801	6.393.477	516.324	8,1%
Primas de emisión.	626.636	626.636	0	0,0%
Otras reservas.	5.910.393	6.696.631	(786.238)	-11,7%
<b>Total patrimonio</b>	<b>17.216.860</b>	<b>17.486.774</b>	<b>(269.914)</b>	<b>-1,5%</b>

<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>38.534.497</b>	<b>39.024.300</b>	<b>(489.803)</b>	<b>-1,3%</b>
-----------------------------------	-------------------	-------------------	------------------	--------------

Al 31 de diciembre de 2011 los Pasivos Totales de la Sociedad, presentan una disminución de M\$489.803 respecto del 31 de diciembre de 2010 de los cuales se debe distinguir:

- Los pasivos corrientes presentan una disminución de M\$200.008, explicado principalmente por:
  - Disminución de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de M\$ 858.354, debido a la disminución en las facturas por pagar de proveedores de energía, disminución que se ve parcialmente compensada por un aumento de MM\$428.074 en cuentas por pagar a entidades relacionadas.
- Los pasivos no corrientes presentan una disminución de M\$19.881, explicado principalmente por:
  - Disminución de los impuestos diferidos de M\$274.237, producto de la disminución de las diferencias entre valores financieros y tributarios que sirven base para el cálculo y disminución de otros pasivos no financieros por M\$122.123, producto de la disminución de la ganancia actuarial diferida, compensados parcialmente por mayores pasivos financieros producto de mayores intereses y diferencias de cambio de préstamos bancarios y aumento de las obligaciones por beneficios a los empleados por un monto de M\$134.029.
- Respecto del Patrimonio, cabe señalar que éste disminuyó en M\$269.914 respecto de 2010. Esta variación se explica principalmente por mayores ganancias (pérdidas) acumuladas por M\$516.324 compensado por una disminución de M\$786.238 en Otras Reservas, producto del reciclaje por depreciación de propiedades, planta y equipo revaluados.

### 3.3.- Indicadores

Indicadores	Unidad	dic-11	dic-10	Variación	Variación %
Liquidez corriente	Veces	1,20	1,23	-0,03	-2,14%
Razón ácida	Veces	1,10	1,13	-0,03	-2,84%
Deuda / patrimonio	Veces	1,24	1,23	0,01	0,53%
Deuda corto plazo / deuda total	%	52,77	53,16	-0,39	-0,73%
Deuda Largo plazo / deuda total	%	47,23	46,84	0,39	0,83%
Deuda bancaria / deuda total	%	38,36	36,08	2,28	6,32%
Rentabilidad del patrimonio	%	3,58	25,21	-21,63	-85,80%
Rendimiento de activos operacionales	%	1,59	11,30	-9,71	-85,93%

#### 3.3.1.- Liquidez corriente

El índice de liquidez a diciembre de 2011 es de 1,20 veces, lo que representa una disminución de este coeficiente en 0,03 veces respecto al ejercicio anterior, principalmente por menores activos corrientes en relación a variación de los pasivos corrientes, producto de las variaciones explicadas en puntos 3.1 y 3.2.

Rut : 87.601.500-5  
 Período : 01-01-2011 al 31-12-2011  
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
 Tipo de Balance : Individual



### 3.3.2.- Razón ácida

La razón ácida presenta una disminución de 0,03 veces respecto al mismo período del año anterior, principalmente por menores activos corrientes en relación a variación de los pasivos corrientes, producto de las variaciones explicadas en puntos 3.1 y 3.2.

### 3.3.3.- Razón de endeudamiento

La razón de endeudamiento se sitúa en 1,24 veces a diciembre de 2011. Este leve incremento disminución se debe principalmente a una menor disminución en los pasivos exigibles en proporción a la disminución del patrimonio.

### 3.3.4.- Cobertura de gastos financieros

La cobertura de gastos financieros es de 2,24 veces y presenta una disminución de 3,84 veces, lo que se explica principalmente por un mayor gasto financiero y una menor utilidad antes de impuesto renta de acuerdo a lo explicado en 2.2.

## 4.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

La Sociedad tuvo durante el período un flujo neto negativo de efectivo y equivalente al efectivo de M\$65.853. El cual se descompone de la siguiente manera:

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	Var. M\$	Var. %
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	2.672.732	2.664.601	8.131	0,3%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(1.744.372)	(3.225.041)	1.480.669	-45,9%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(994.213)	290.973	(1.285.186)	-441,7%
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(65.853)	(269.467)	203.614	-75,6%
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio.	530.426	799.893	(269.467)	-33,7%
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio.</b>	<b>464.573</b>	<b>530.426</b>	<b>(65.853)</b>	<b>-12,4%</b>

Rut : 87.601.500-5  
Período : 01-01-2011 al 31-12-2011  
Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
Tipo de Balance : Individual



#### **4.1.- Flujo Operacional**

El flujo operacional presenta un flujo neto positivo de M\$2.672.732, el cual corresponde a un aumento de M\$8.131 con respecto al ejercicio anterior, lo que se explica principalmente por menores pagos a proveedores, compensados con menores importes cobrados a clientes.

#### **4.2.- Flujo de Inversión**

Las actividades de inversión generaron una variación neta positiva de M\$1.480.669, que se explica principalmente por menores inversiones en propiedades, planta y equipo.

#### **4.3.- Flujo de Financiamiento**

Las actividades de financiamiento presentan una variación neta negativa de M\$1.285.186, originada principalmente por mayores pagos de préstamos recibidos desde empresas relacionadas derivados de la cuenta corriente mercantil con sociedad matriz, compensados parciamente por menores pagos de dividendos.

### **5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS**

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad que desarrolla en el mercado de la distribución de electricidad, como son los cambios en los marcos regulatorios, modificaciones en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad, restricciones medioambientales y casos fortuitos o de fuerza mayor.

Las principales situaciones de riesgo a que está expuesta la actividad son las siguientes:

#### **5.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.**

La Sociedad participa en el negocio de la distribución de energía eléctrica, abasteciendo a clientes finales ubicados en la Región de Atacama. Las principales características de este segmento y sus eventuales factores de riesgos son los siguientes:

##### **5.1.1.- Aspectos regulatorios.**

Los negocios de EMELAT S.A. están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es establecer un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos al sector eléctrico y dentro de él.

Rut : 87.601.500-5  
Período : 01-01-2011 al 31-12-2011  
Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
Tipo de Balance : Individual



El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, ha permitido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción transporte y distribución, en particular en los últimos 10 años.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas a cobrar a clientes regulados son fijadas por la autoridad. Por otro lado, los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que en las condiciones actuales de precios de generación, no parecen producir incentivos para ello. Además, aunque así fuera, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

#### 5.1.2.- Mercado de Distribución de Electricidad.

EMELAT S.A. distribuye energía eléctrica abasteciendo a 89.758 clientes en la Región de Atacama, cuyas ventas físicas alcanzaron a 671,9 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2011.

#### Contratos de Suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora cuenta con contratos de suministro de energía y potencia a precio licitado con los generadores ENDESA y GENER. Estos contratos tienen vigencia desde enero 2010 hasta 2019 y 2024, respectivamente.

#### Demanda

El crecimiento de la demanda se relaciona directamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y con el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población, viviendas y consumo industrial, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano de la región.

Rut : 87.601.500-5  
Período : 01-01-2011 al 31-12-2011  
Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
Tipo de Balance : Individual



Así, es posible concluir que el crecimiento de este mercado está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos. Además, este último riesgo se encuentra acotado si se tiene en cuenta que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias.

### Mercado de Generación

En el año 2008, debido a la falta de incentivos existente en los años anteriores para realizar inversiones en el segmento de la generación, las cuales se han comenzado a superar a partir de las modificaciones introducidas en la legislación por la Ley Corta II, en el año 2005, se decretó racionamiento de energía, disponiéndose medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

Dichas medidas contemplaron facultar a las empresas distribuidoras para promover disminuciones del consumo de electricidad, pactar con sus clientes reducciones de consumo, y suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, reducir la tensión nominal de suministro en el punto de conexión de sus clientes. Además, se determinó que las generadoras debían pagar a sus clientes cada kilowatt-hora de déficit que efectivamente los haya afectado.

Por cierto, es claro que la escasez en la oferta de energía afecta las ventas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, y con ello, sus resultados.

Al respecto, si bien dicha situación fue fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, y no es posible asegurar que ellas no se repitan, el desarrollo de nuevas inversiones en los sistemas de generación ha permitido una reducción del riesgo, no previéndose situaciones de escasez en el corto plazo.

### Precios

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

Rut : 87.601.500-5  
Período : 01-01-2011 al 31-12-2011  
Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
Tipo de Balance : Individual



El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), y los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

### Valor Agregado de Distribución

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II); un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de las componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente. El último cálculo se efectuó en el año 2008. En el año 2012 se desarrollará el proceso tarifario para determinar las tarifas de distribución que regirán desde noviembre de 2012 a octubre de 2016.

La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del 10%  $\pm$  4% al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El Valor Agregado de Distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

Rut : 87.601.500-5  
Período : 01-01-2011 al 31-12-2011  
Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
Tipo de Balance : Individual



Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la CNE.

#### Precios de Servicios Asociados al Suministro

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

Para dar cumplimiento a lo anterior, CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual es sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

Rut : 87.601.500-5  
 Período : 01-01-2011 al 31-12-2011  
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
 Tipo de Balance : Individual



De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

#### Proceso de tarificación de sistemas de subtransmisión

En el año 2009 fue iniciado el proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, el que a la fecha no ha concluido. Una vez que se publique el Decreto que fije dichas tarifas se deberán reliquidar los consumos de los clientes de las empresas distribuidoras y las compras que estas empresas efectúan por concepto de subtransmisión.

### **5.2.- Riesgo financiero.**

El negocio en que participa la Sociedad, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados -cada 4 años-, 10% +/- 5% en el resto de los años. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE, de la cual es parte la Sociedad, en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

#### 5.2.1.- Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE, entre las cuales está la Sociedad son fundamentalmente en pesos, CGE ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre del ejercicio, la deuda financiera de EMELAT S.A. alcanzó a M\$8.176.576 que se encuentra denominada en unidades de fomento.

	31/12/2011		31/12/2010	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en pesos o U.F.	8.176.576	100%	7.769.960	100%
<b>Total Deuda Financiera</b>	<b>8.176.576</b>	<b>100%</b>	<b>7.769.960</b>	<b>100%</b>

No existen activos significativos que estén afectados a tipo de cambio.

Rut : 87.601.500-5  
 Período : 01-01-2011 al 31-12-2011  
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
 Tipo de Balance : Individual



En consecuencia, la mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

Al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento (UF) debido a la variación del valor de la UF anual, se observa un impacto negativo en resultados de M\$301.853 (M\$184.561 de mayor resultado al 31 de diciembre de 2010).

	UF	M\$
Al 31/12/2010	360.000	7.723.998
Al 31/12/2011	360.000	8.025.851
<b>Resultados por unidades de Reajuste</b>		<b>(301.853)</b>

	UF	M\$
Al 31/12/2009	360.000	7.539.437
Al 31/12/2010	360.000	7.723.998
<b>Resultados por unidades de Reajuste</b>		<b>(184.561)</b>

La Compañía mantiene el 100% de sus deudas expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para determinar el efecto de la variación de la UF en resultados antes de impuesto se realizó una sensibilización de la UF reflejando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF, los resultados antes de impuesto disminuyen en M\$ 80.258 para el ejercicio concluido al 31 de diciembre de 2011 (M\$77.242 al 31 de diciembre de 2010).

#### 5.2.2.- Riesgo de Tasa de Interés

El objetivo de la gestión de riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

EMELAT S.A. tiene el 100% de la deuda financiera estructurada a tasa variable.

	31/12/2011		31/12/2010	
	M\$	%	M\$	%
Deuda tasa variable	8.176.576	100%	7.769.960	100%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>8.176.576</b>	<b>100%</b>	<b>7.769.960</b>	<b>100%</b>

Al efectuar un análisis de sensibilidad de la deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 80.508 de mayor gasto por intereses.

#### 5.2.3.- Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

El riesgo de liquidez en EMELAT S.A., es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

Rut : 87.601.500-5  
 Período : 01-01-2011 al 31-12-2011  
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
 Tipo de Balance : Individual



A nivel del Grupo CGE, continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la Compañía. Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez.

El riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo y representa el 4,0% del total.

El perfil de vencimientos de la deuda financiera por capital e intereses es el siguiente:

M\$ 31/12/2011	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	TOTAL
Bancos	354.303	8.558.566	0	8.912.869
<b>Total</b>	<b>354.303</b>	<b>8.558.566</b>	<b>0</b>	<b>8.912.869</b>
	4,0%	96,0%	0,0%	100%

M\$ 31/12/2010	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	TOTAL
Bancos	128.473	257.688	7.789.055	8.175.216
<b>Total</b>	<b>128.473</b>	<b>257.688</b>	<b>7.789.055</b>	<b>8.175.216</b>
	1,6%	3,2%	87,4%	100%

#### 5.2.4.- Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado.

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios de la empresa al 31 de diciembre de 2011. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación un resumen de los pasivos financieros de EMELAT S.A., concluyéndose que no existe una diferencia significativa entre el valor libro y el valor justo de éstos:

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 31.12.11 M\$	Valor de Mercado Deuda al 31.12.11 M\$	Diferencia (%)
Bancos	8.176.576	7.896.523	-3%
<b>Total</b>	<b>8.176.576</b>	<b>7.896.523</b>	<b>-3%</b>

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 31.12.10 M\$	Valor de Mercado Deuda al 31.12.10 M\$	Diferencia (%)
Bancos	7.769.960	7.417.651	-5%
<b>Total</b>	<b>7.769.960</b>	<b>7.417.651</b>	<b>-5%</b>

#### 5.2.5.- Riesgo de Crédito

En la actividad de distribución de electricidad, el riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes, permite acotar los montos de deuda individuales a través de la gestión de la suspensión de suministro por falta de pago como herramienta de cobranza definida en la ley. La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, limitando la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los dos clientes más grandes representan un 11,0% y un 6,6% de las ventas.

Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

	31/12/2011		31/12/2010	
	Ventas	Cantidad de Clientes	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	20%	84.343	19%	82.244
Industrial	60%	844	65%	850
Comercial	15%	3.274	12%	3.115
Otros	5%	1.297	4%	1.197
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>89.758</b>	<b>100%</b>	<b>87.406</b>

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 51% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

La cobranza de los clientes en mora es gestionada por las distintas unidades de negocio de la empresa, iniciando la actividad de cobranza a partir del día 46 del vencimiento de su primer documento de cobro y se aplica la suspensión de suministro como herramienta de cobranza definida en la ley.

Rut : 87.601.500-5  
Período : 01-01-2011 al 31-12-2011  
Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
Tipo de Balance : Individual



Para aquellos clientes que permanecen en mora y sin suministro, la empresa realiza gestión de cobranza administrativa y en terreno.

#### 5.2.6.- Riesgo de Liquidez.

##### 5.2.6.1.- Efecto en Flujo de Caja por Cambios de Precios de Nudo.

El precio de nudo, en conformidad a la legislación vigente, es revisado y actualizado cada seis meses, en mayo y noviembre de cada año. Dicho precio que corresponde al valor al cual compran las empresas distribuidoras a las empresas generadoras, es traspasado a clientes finales a través de la tarifa de venta; es decir, el fundamento de la ley es que las empresas distribuidoras obtengan su margen exclusivamente a través del Valor Agregado de Distribución.

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en la situación de caja de las empresas distribuidoras, ya que se produce un desfase temporal entre el momento en que la energía comprada al nuevo precio nudo se paga a la empresa generadora –habitualmente en el mismo mes- y el momento en que se recauda de los clientes.

##### 5.2.6.2.- Efecto en Flujo de Caja por Cambios en el perfil de pago de los clientes.

En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. Para mitigar este riesgo, la legislación que regula el sector eléctrico faculta a las empresas distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos en EMELAT S.A.

#### 5.3.- Control Interno.

La Sociedad cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico - financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente como también los emanados desde el Grupo CGE.