



EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.

ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS

**(Expresados en miles de pesos chilenos)
Por el período de tres meses terminados
al 31 de marzo de 2011**

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
INDICE

	Página N°
II.- ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.	
ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
Activos	6
Patrimonio neto y Pasivos	7
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION.	8
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.	9
ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	10
ESTADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	11
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.	
1.- INFORMACION GENERAL.	12
2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	12
2.1.- Bases de preparación de los estados financieros intermedios.	12
2.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	13
2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el período 2011, para las cuales no se han efectuado adopción anticipada de las mismas.	14
2.4.- Transacciones en moneda extranjera.	15
2.5.- Información financiera por segmentos operativos.	15
2.6.- Propiedades, planta y equipo.	16
2.7.- Propiedades de inversión.	17
2.8.- Activos intangibles.	17
2.9.- Costos por intereses.	18
2.10.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	18
2.11.- Activos financieros.	18
2.12.- Inventarios.	19
2.13.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	19
2.14.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	19
2.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	20
2.16.- Capital social.	20
2.17.- Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar.	20
2.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.	20
2.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	21
2.20.- Beneficios a los empleados.	21
2.21.- Provisiones.	22
2.22.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	23
2.23.- Reconocimiento de ingresos.	23
2.24.- Contratos de construcción.	24

	Página N°
2.25.- Distribución de dividendos.	24
3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	24
3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	24
3.2.- Riesgo financiero.	31
3.3.- Control interno.	35
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	36
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	36
4.1.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	36
4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	36
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	37
6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	37
7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	39
7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	41
7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.	43
8.- INVENTARIOS.	43
9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	44
10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	44
11.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	45
11.1.- Composición del rubro.	45
11.2.- Inversiones en asociadas.	45
11.3.- Información sobre el valor razonable de las inversiones en asociadas.	46
12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	46
12.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.	46
12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	48
13.- PLUSVALIA	49
13.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada.	49

	Página N°
14.- PROPIEDADES DE INVERSION	50
14.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	50
14.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros intermedios.	50
14.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	50
15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	51
15.1.- Vidas útiles.	51
15.2.- Detalle de los rubros.	51
15.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	53
15.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	54
15.5.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	54
15.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	54
16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	56
16.1.- Activos y pasivos por impuestos diferidos.	56
16.2.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera intermedios.	56
16.3.- Compensación de partidas.	57
17.- PASIVOS FINANCIEROS.	58
17.1.- Clases de otros pasivos financieros.	58
17.2.- Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.	58
18.- CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	59
18.1.- Pasivos acumulados (o devengados)	59
19.- OTRAS PROVISIONES.	59
19.1.- Provisiones - Saldos.	59
19.2.- Movimiento de las provisiones.	60
20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	61
20.1.- Detalle del rubro.	61
20.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	61
20.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	61
20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.	62

	Página N°
20.5.- Hipótesis actuariales.	62
21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	62
21.1.- Ingresos diferidos.	63
21.2.- Contratos de construcción.	63
22.- PATRIMONIO NETO.	64
22.1.- Capital suscrito y pagado.	64
22.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	64
22.3.- Política de dividendos.	64
22.4.- Dividendos.	64
22.5.- Reservas.	65
22.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	66
23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	66
23.1.- Ingresos ordinarios.	66
23.2.- Otros ingresos, por función.	66
24.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	67
24.1.- Gastos por naturaleza.	67
24.2.- Gastos de personal.	67
24.3.- Depreciación y amortización.	68
24.4.- Otras ganancias (pérdidas)	68
25.- RESULTADO FINANCIERO.	69
26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	69
26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	69
26.2.- Localización del efecto en resultados por impuesto a las ganancias.	70
26.3.- Conciliación entre el resultado por impuesto a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	70
27.- GANANCIA POR ACCION.	71
28.- INFORMACION POR SEGMENTO.	71
28.1.- Criterios de segmentación.	71
28.2.- Estado de resultados por función.	72

	Página N°
29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	73
29.1.- Juicios y otras acciones legales.	73
29.2.- Sanciones administrativas.	73
29.3.- Restricciones.	73
30.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	73
31.- DISTRIBUCION DE PERSONAL.	74
32.- MEDIO AMBIENTE.	74
33.- HECHOS POSTERIORES.	74

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

ACTIVOS	Nota	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	157.193	237.293
Otros activos no financieros.	10	19.267	18.568
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	3.854.066	4.095.541
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	2.767.818	1.819.635
Inventarios.	8	10.539	20.635
Activos por impuestos.	9	523.403	469.567
Total activos corrientes		7.332.286	6.661.239
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Derechos por cobrar.	6	155.527	166.951
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	2.209	2.196
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	11	6.156.978	6.184.662
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	30.856	34.637
Plusvalía.	13	362.644	362.644
Propiedades, planta y equipo.	15	19.272.255	19.298.960
Propiedad de inversión.	14	995.537	995.537
Total activos no corrientes		26.976.006	27.045.587
TOTAL ACTIVOS		34.308.292	33.706.826

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

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros.	17	57.990	165.268
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar.	18	2.640.432	2.668.240
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	1.006.293	251.525
Otras provisiones.	19	19.146	14.894
Otros pasivos no financieros.	21	56.905	75.498
Total pasivos corrientes		3.780.766	3.175.425
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros.	17	8.574.518	8.545.893
Otras cuentas por pagar.	18	85.247	85.231
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	23.240	23.108
Pasivo por impuestos diferidos.	16	1.024.501	1.000.663
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	616.070	599.722
Otros pasivos no financieros.	21	223.933	234.009
Total pasivos no corrientes		10.547.509	10.488.626
TOTAL PASIVOS		14.328.275	13.664.051
PATRIMONIO NETO			
Capital emitido.	22	7.959.955	7.959.955
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	22	5.966.651	5.858.385
Primas de emisión.		113.232	113.232
Otras reservas.	22	5.940.179	6.111.203
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		19.980.017	20.042.775
Total patrimonio		19.980.017	20.042.775
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		34.308.292	33.706.826

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION
Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2011 y 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	1/01/2011	1/01/2010
	al	31/03/2011	31/03/2010
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23	6.340.922	6.900.768
Costo de ventas	24	(5.197.508)	(5.879.992)
Ganancia bruta		1.143.414	1.020.776
Otros ingresos, por función.	23	65.614	49.721
Gasto de administración.	24	(717.986)	(696.727)
Otras ganancias (pérdidas).	24	(17.892)	(41.121)
Ingresos financieros.	25	77.718	86.505
Costos financieros.	25	(108.951)	(162.339)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	11	129.877	177.250
Diferencias de cambio.	25	0	(60)
Resultados por unidades de reajuste.	25	(12.895)	14.099
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		558.899	448.104
Gasto por impuestos a las ganancias.	26	(90.568)	(63.512)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		468.331	384.592
Ganancia (pérdida)		468.331	384.592
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		468.331	384.592
Ganancia (pérdida)		468.331	384.592
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	27	3	2
Ganancia (pérdida) por acción básica.		3	2

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2011 y 2010.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/03/2011	31/03/2010
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		468.331	384.592
Otro resultado integral		0	0
Total resultado integral		468.331	384.592
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		468.331	384.592
Total resultado integral		468.331	384.592

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2011 y 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Al 31 de marzo de 2011

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$
			Superavit de revaluación M\$	Otras reservas M\$	Total reservas M\$			
Saldo inicial al 01/01/2011	7.959.955	113.232	6.129.988	(18.785)	6.111.203	5.858.385	20.042.775	20.042.775
Saldo inicial reexpresado	7.959.955	113.232	6.129.988	(18.785)	6.111.203	5.858.385	20.042.775	20.042.775
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						468.331	468.331	468.331
Resultado integral.							468.331	468.331
Dividendos.						(390.589)	(390.589)	(390.589)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(1.355.836)	1.184.812	(171.024)	30.524	(140.500)	(140.500)
Total de cambios en patrimonio	0	0	(1.355.836)	1.184.812	(171.024)	108.266	(62.758)	(62.758)
Saldo final al 31/03/2011	7.959.955	113.232	4.774.152	1.166.027	5.940.179	5.966.651	19.980.017	19.980.017

Al 31 de marzo de 2010

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$
			Superavit de revaluación M\$	Otras reservas M\$	Total reservas M\$			
Saldo inicial al 01/01/2010	7.959.955	113.232	4.679.382	251.664	4.931.046	5.155.233	18.159.466	18.159.466
Saldo inicial reexpresado	7.959.955	113.232	4.679.382	251.664	4.931.046	5.155.233	18.159.466	18.159.466
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						384.592	384.592	384.592
Resultado integral.							384.592	384.592
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(87.140)	0	(87.140)	(28.238)	(115.378)	(115.378)
Total de cambios en patrimonio	0	0	(87.140)	0	(87.140)	356.354	269.214	269.214
Saldo final al 31/03/2010	7.959.955	113.232	4.592.242	251.664	4.843.906	5.511.587	18.428.680	18.428.680

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2011 y 2010.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/03/2011	31/03/2010
	Nota	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		7.789.290	8.796.002
Otros cobros por actividades de operación.		90.470	46.416
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(5.888.334)	(7.435.677)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(480.796)	(402.965)
Otros pagos por actividades de operación.		(187.235)	(137.788)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.		17.519	3.003
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(97.833)	(80.849)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		8.746	11.200
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.251.827	799.342
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas	7	(817.930)	(710.972)
Compras de propiedades, planta y equipo.		(256.653)	(335.187)
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros.		0	464.436
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.074.583)	(581.723)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		0	6.319.686
Total importes procedentes de préstamos.		0	6.319.686
Pagos de préstamos.		0	(6.357.228)
Dividendos pagados.		(64.629)	(14.060)
Intereses pagados.		(192.715)	(92.186)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(257.344)	(143.788)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(80.100)	73.831
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(80.100)	73.831
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.		237.293	157.548
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	5	157.193	231.379

**EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS
CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2011.**

1.- INFORMACION GENERAL.

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

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

Los controladores últimos del Grupo CGE son los miembros del pacto controlador integrado por el Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz.

Empresa Eléctrica de Arica S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social en Baquedano N° 731 Piso 12 en la ciudad de Arica en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 0334 y cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.

Empresa Eléctrica de Arica S.A. tiene como objeto social principal el de distribuir, transmitir, y comercializar energía eléctrica en la XV Región de Chile, teniendo como preocupación preferente la atención esmerada a sus clientes, los cuales se encuentran repartidos en las comunas de Arica y Camarones, en los valles de Azapa y Lluta y en el Poblado de Cuya, entre otros.

La emisión de estos estados financieros intermedios correspondientes al período terminado al 31 de marzo de 2011, fue aprobada por el Directorio en Sesión Extraordinaria N° 362 de Fecha 25 de mayo de 2011.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

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

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

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

En la preparación de los estados financieros intermedios se han utilizado las políticas emanadas desde el Grupo CGE.

En la preparación de estos estados financieros intermedios se han utilizado determinadas estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. También se requiere que la Gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Sociedad. Las áreas que involucran un y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota N° 4.

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 parte relacionadas” emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 “Revelación de parte relacionadas” emitida en 2003. NIC 24 (Revisada) debe ser adoptada a partir del 1 de enero de 2011. Su adopción temprana, tanto parcial como integral, está permitida.
- 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. La enmienda es aplicable a partir de los períodos anuales iniciados el 1 de febrero de 2010 y posteriores. La adopción anticipada está permitida.
- NIC 34, “Información financiera intermedia”, vigente a contar del 1 de enero de 2011. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- CINIIF 13, “Programa de fidelización de clientes”, vigente a contar del 1 de enero de 2011. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- 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-Limite 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. Su adopción temprana es permitida y deberá ser aplicada de manera retrospectiva para efectos comparativos con períodos anteriores presentados.
- CINIIF 19, “Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio”. Esta enmienda 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. La interpretación es aplicable para ejercicios que comienzan a partir del 1 de julio de 2010 inclusive. La adopción temprana es permitida.

- Se han emitido mejoras a las NIIF 2010 en mayo de 2010. Las fecha efectivas de adopción de estas adopciones 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 periodo 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 proporciona una excepción a los principios generales de NIC 12 para la propiedad para inversión que se mida 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 subsiguiente a la combinación de negocios el adquirente aplica el modelo del valor razonable contenido en NIC 40. La enmienda también incorporan en la NIC 12 los requerimientos de la SIC 21 “Impuestos a las ganancias- recuperación de activos no depreciables revaluados”, el impuesto diferido que surge en un activo no-depreciable medido usando el modelo de revaluación contenido en la NIC 16 se debe basar en la tarifa de la venta. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2012.
- Enmienda a la NIIF 1, en relación a la hiperinflación y fechas fijas. 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”. Esta 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 a los estados financieros de la Sociedad.
- NIIF 9, “Instrumentos financieros” emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros y se estima que afectará la contabilización que el Grupo efectúa sobre dichos activos. 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” sustituye a la SIC 12 “Consolidación de entidades de propósito especial y partes de la NIC 27 “Estados financieros”. Esta enmienda no es aplicable a la Sociedad.
- NIIF 11 “Acuerdos conjuntos” reemplaza a la NIC 31 “Participaciones en negocios conjuntos” y SIC 13 “Entidades controladas conjuntamente”. Esta enmienda no es aplicable a la Sociedad.
- NIIF 12, “Revelación de intereses en otras entidades Esta enmienda no es aplicable a la Sociedad.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones antes descritas, y que pueden aplicar a la Sociedad, no tendrán un impacto significativo en sus estados financieros intermedios.

2.4.- Transacciones en moneda extranjera.

2.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros intermedios de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (“moneda funcional”). La moneda funcional y de presentación de Empresa Eléctrica de Arica S.A. es el Peso Chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros intermedios de Empresas Emel S.A.

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 resultado, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales como es el caso de los derivados de estrategias de coberturas de flujos de efectivo, en caso de existir.

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 cambio y valores de cierre, respectivamente:

Fecha	CL \$ / US\$	CL \$ / UF
31/03/2010	524,46	20.998,52
31/12/2010	468,01	21.455,55
31/03/2011	479,46	21.578,26

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: eléctrico, servicios e inversiones para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N° 28.

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 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 histórico menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado, de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, 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 reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurren.

Las construcciones u obras en curso, incluyen los conceptos devengados únicamente durante el período de construcción, tales como, gastos de personal relacionados en forma directa, gastos financieros en caso de existir 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 propiedades, 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 de revaluación se traspasan a ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuesto diferido.

2.7.- Propiedades de inversión.

Se incluyen principalmente los terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas (fuera del curso ordinario de los negocios), plusvalías, o bien explotarlos bajo un régimen de arrendamientos, y no son ocupados por Empresas CGE.

El criterio de valorización inicial de las propiedades de inversión es al costo y la medición posterior es a su valor de razonable, por medio de retasaciones independientes que reflejan su valor marcado.

2.8.- Activos intangibles.

2.8.1.- 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 corresponde a un activo intangible que se presenta reconocido bajo el rubro plusvalía en los estados de situación financiera intermedios.

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.

2.8.2.- Servidumbres

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. La explotación de dichos derechos en general no tiene una vida útil definida, por lo cual no estarán afectos a

amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio o período para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

2.8.3.- 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.

2.9.- 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).

2.10.- 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 del estado de situación financiera por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

2.11.- 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 intermedios, 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 de los estados 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.

2.12.- Inventarios.

Las existencias se valorizan a su costo o a su valor neto realizable, el menor de los dos. El costo se determina por el método del precio medio ponderado (PMP).

Los costos de construcción de transformadores y el de construcción de obras eléctricas para terceros, incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, los cuales no incluyen costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación o contrato de construcción de corresponder.

2.13.- 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, 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 reconoce 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.

2.14.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

Asociadas o coligadas son todas las entidades sobre las que la Sociedad ejerce influencia significativa pero no tiene control, lo cual generalmente está acompañado por una

participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Las inversiones en asociadas o coligadas se contabilizan por el método de participación e inicialmente se reconocen por su costo.

La participación de la Sociedad en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición que no constituyen resultados, se imputan a las correspondientes reservas de patrimonio (y se reflejan según corresponda en el estado de resultados integral).

Cuando la participación de la Sociedad en las pérdidas de una coligada o asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no asegurada, la Sociedad no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

Las ganancias o pérdidas de dilución en coligadas o asociadas se reconocen en el estado de resultado por función.

En el caso de Empresas Emel S.A., las subsidiarias que poseen inversión en asociadas del mismo grupo, pasan a ser tratadas como subsidiarias en cuanto a la presentación de la plusvalía por poseer el control dentro del grupo.

2.15.- 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.

2.16.- 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.

2.17.- Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar.

Las cuentas 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.

2.18.- 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.

2.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del 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.

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 puedan compensar dichas diferencias.

2.20.- Beneficios a los empleados.

2.20.1.- 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.

2.20.2.- 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, 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.

2.20.3.- Otros beneficios por cese de la relación laboral.

Los beneficios por cese, que no califican con lo descrito en el punto 2.20.2., 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.

2.20.4.- 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.

2.21.- 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.

2.22.- 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.

2.23.- 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.

2.23.1.- 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 suministrada hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

2.23.2.- Ingresos por intereses.

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

2.24.- 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 técnico.

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.

2.25.- 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. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad en el mercado de la distribución y transmisión 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.

3.1. Descripción del mercado donde opera la Sociedad

EMELARI participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Arica y Parinacota.

3.1.1. Aspectos regulatorios

Los negocios de EMELARI 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.

Durante el año 2010, el hito regulatorio más relevante tiene relación con el “Proceso de Tarificación de Sistemas de Subtransmisión”. Durante este ejercicio continuó el proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, el cual fue iniciado en el año 2009.

En ese ámbito, el 15 de diciembre de 2009, el Panel de Expertos resolvió las discrepancias presentadas por algunos participantes en relación con las Bases Técnicas Definitivas para la realización de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión.

El aspecto más relevante de dichas discrepancias dice relación con el hecho de que en las referidas bases se consideró que el estudio debe reconocer y recoger: a) Las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con otros segmentos; b) Las economías de escala propias del mercado; c) Las economías debido a la integración horizontal con otros Sistemas de Subtransmisión o servicios administrados por empresas relacionadas.

Al respecto, algunas empresas solicitaron al Panel que dictaminara que debía eliminarse el Capítulo II de las Bases Definitivas el punto 4.5 denominado “De Las Economías de Ámbito y Escala”, lo que fue acogido por el Panel de Expertos.

Así, mediante Resolución Exenta N° 75 del 27 de enero de 2010, la Comisión Nacional de Energía aprobó las Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, considerando el mencionado Dictamen N° 15-2009 del Panel de Expertos.

Por otra parte, mediante Decretos N° 121/2010 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y N° 89/2010 y N° 134/2010, ambos del Ministerio de Energía, se determinaron las líneas y subestaciones del Sistema Interconectado del Norte Grande

y del Sistema Interconectado Central clasificadas como de subtransmisión. Dichas instalaciones y sus respectivos sistemas deben considerarse para la realización de los estudios del valor anual de subtransmisión correspondientes, sin perjuicio de la calificación que se realice en el decreto que fija las instalaciones del sistema de transmisión troncal.

El artículo 111° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que para cada sistema de subtransmisión, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema. Así, durante el mes de agosto de 2010, las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión hicieron entrega a la Comisión Nacional de Energía de los estudios elaborados por los consultores contratados por ellas.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 506, de fecha 16 de agosto de 2010, la Comisión Nacional de Energía aprobó la convocatoria a audiencias públicas, con el objeto que los consultores expusieran los resultados de los estudios realizados para cada uno de los sistemas de subtransmisión.

Una vez realizada dichas audiencias, la Comisión dispone de un plazo de 3 meses para revisar y, en su caso, corregir el estudio y estructurar las tarifas correspondientes, debiendo emitir el Informe Técnico, lo que a la fecha no se ha materializado. En caso de discrepancias, las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas podrán requerir la intervención del Panel de Expertos dentro del plazo de 15 días, contado desde la comunicación del Informe Técnico. El Panel cuenta con un plazo de 30 días para resolver las discrepancias que surjan.

3.1.2. Mercado de distribución de electricidad

EMELARI participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 64.348 clientes en la Región de Arica y Parinacota, con ventas físicas que alcanzaron a 63 GWh al cierre del período comprendido entre enero y marzo de 2011.

Contratos de Suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora del SING, cuenta con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado con el generador GasAtacama Generación. Este contrato está vigente hasta el 31 de diciembre de 2011. Por otra parte, durante el ejercicio de 2009, vía licitación pública se firmó el contrato de suministro de energía y potencia con E-CL con vigencia desde enero de 2012 hasta diciembre de 2026.

Demanda

El crecimiento de la demanda se relaciona con el mejoramiento del ingreso y con el desarrollo tecnológico asociado principalmente, en el sector residencial, a 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 y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

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 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.

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 2012, 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.

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, la 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 Supremo N° 197 del Ministerio de Economía, Fomento y

Reconstrucción, de fecha 04 de diciembre de 2009, publicado en el Diario Oficial del 04 de diciembre de 2009.

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, la 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.

3.1.3. Mercado de transmisión de electricidad

La transmisión de electricidad está compuesta por el sistema de transmisión troncal, los sistemas de subtransmisión y los sistemas de transmisión adicionales. El sistema troncal interconecta las subestaciones troncales definidas en los decretos de precio de nudo, mientras que los sistemas de subtransmisión corresponden a las instalaciones necesarias para interconectar el sistema troncal con los clientes finales (empresas distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios) que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Por su parte, los sistemas de transmisión adicional corresponden a todas las instalaciones que no pertenecen al sistema troncal o a la subtransmisión, y que están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía de usuarios no sometidos a regulación de precios.

EMELARI, en el ámbito de la transmisión, sólo participa del negocio de subtransmisión.

Las instalaciones de subtransmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través del estudio de subtransmisión, el

que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda de los siguientes 10 años y se aplica para un período de cuatro años.

El estudio busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de las instalaciones eficientemente operadas.

La tarifa resultante, garantiza una rentabilidad anual sobre los activos del 10%, y se ajusta cada 6 meses considerando variables como el índice de precios al por mayor de manufacturas nacionales (IPMN), índice de precios al por mayor de bienes importados (IPMBI), el índice de precios al consumidor (IPC) y los precios internacionales del Acero, Cobre, y Aluminio.

El referido estudio considera separadamente las pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y los costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones.

Las tarifas de subtransmisión vigentes son las publicadas en el decreto N° 320, del 09 de enero de 2009, las que tendrán vigencia hasta el 31 de octubre de 2010 y que han sido aplicadas durante el primer trimestre 2011 en espera de la publicación de un nuevo decreto.

Precios

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley N° 19.940 de 2004 (Conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL N°4 de 2006), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas y otorgando así certidumbre regulatoria a este segmento.

Resumidamente el proceso consiste en calcular una tarifa para los servicios regulados de la empresa transmisora de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantención y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente. Su aplicación se refleja en el último decreto que fija las tarifas de subtransmisión, publicado el 9 de enero de 2009, que rigen desde el 14 de enero de ese año y que tendrán vigencia hasta el 31 de octubre de 2010, donde se estableció un precio regulado aplicable a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos precios se consideran tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2006 al 2010.

Así, la regulación vigente alinea los ingresos del sector transmisión con la demanda eléctrica del país. Por lo anterior, los ingresos esperados tienen una relación directa con la tasa de crecimiento efectiva de la población y del PIB, existiendo la posibilidad de producirse variaciones entre los ingresos reales con respecto a los esperados.

De esta forma, se puede concluir que el negocio de transmisión y transformación de electricidad, posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista regulatorio y

tarifario, al contar con un marco regulatorio estable donde los precios son determinados con mecanismos de carácter técnico, diseñados para obtener una rentabilidad justa para los activos invertidos en este sector.

Demanda

Los ingresos por subtransmisión están directamente relacionados con la demanda requerida por las distribuidoras. Lo anterior entrega una alta correlación entre los ingresos por subtransmisión y el crecimiento económico imperante en las zonas donde opera, su desarrollo urbano asociado y el crecimiento del consumo per cápita, todos factores fuertemente relacionados con el consumo de energía eléctrica.

En ese sentido, es importante destacar la estabilidad del consumo eléctrico en Chile. Por lo anterior, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo, sin perjuicio de situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

3.2. Riesgo financiero

Los negocios en que participa la Sociedad, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y una 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. 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 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 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 primer trimestre 2011, la deuda financiera de EMELARI alcanzó a M\$ 8.632.508, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

2011	M\$	%
Deuda en pesos o UF	8.632.508	100%
Total deuda financiera	8.632.508	100%

2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	8.711.161	100%
Total deuda financiera	8.711.161	100%

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 en el presente período, se observa un impacto negativo de M\$ 12.885.

2011		UF	M\$
AL 31-12-2010	No se amortiza en 12 meses	105.000	2.252.833
	Efecto amortización		
Al 31/03/2011		105.000	2.265.717
Efecto por unidad de reajuste			12.885

2010		UF	M\$
AL 31-12-2009	No se amortiza en 12 meses	105.000	2.199.002
	Efecto amortización	302.667	19.544
Al 31/03/2010		105.000	2.204.845
Efecto por unidad de reajuste			-13.701

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad para determinar el potencial efecto en las unidades de reajustes debido a una variación de 1% en la unidad de fomento respecto del peso.

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Sociedad podría haber oscilado entre una utilidad por la variación de la unidad de fomento respecto del peso o una pérdida de M\$ 22.657 para el período recién concluido.

3.2.2. Riesgo de tasa de interés

EMELARI posee un 26% de la deuda financiera estructurada a tasa variable y el 74% restante a tasa fija.

2011	M\$	%
Deuda a tasa Fija	6.357.972	74%
Deuda a tasa variable	2.274.536	26%
Total deuda Financiera	8.632.508	100%

2010	M\$	%
Deuda a tasa Fija	6.443.392	74%
Deuda a tasa variable	2.267.769	26%
Total deuda Financiera	8.711.161	100%

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de 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\$ 5.686 de mayor gasto por intereses.

3.2.3. Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

El riesgo de liquidez en EMELARI 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 Sociedad. Sin perjuicio de lo anterior, la Sociedad cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de la matriz o de cualquiera de sus filiales.

El flujo que genera la deuda financiera de EMELARI se ha estructurado en un 96% a largo plazo mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

M\$ al 31/03/11	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	399.201	9.037.614	9.436.815
Total	399.201	9.037.614	9.436.815
	4%	96%	100%

M\$ al 31/12/10	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	347.319	9.182.479	9.529.798
Total	347.319	9.182.479	9.529.798
	4%	96%	100%

3.2.4 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy limitado. El corto 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. 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 tres clientes más grandes equivalen a un 10% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2011	Ventas	Clientes
Residencial	41,58%	56.961
Industrial	21,67%	665
Comercial	30,44%	5.826
Otros	6,31%	896
Total	100%	64.348

2010	Ventas	Clientes
Residencial	42,41%	56.891
Industrial	18,18%	657
Comercial	29,28%	5.833
Otros	10,13%	900
Total	100%	64.281

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 35% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

La cobranza de los clientes en mora es gestionada, iniciando su 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.

3.2.5. Riesgo de liquidez

3.2.5.1. 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. El precio de nudo, que es el precio al cual compran las empresas distribuidoras a las 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 el flujo de caja de las empresas distribuidoras, fenómeno que se origina por la diferencia en las condiciones de aplicación de dichos precios en la compra y en la venta.

En efecto, cuando se produce un cambio en el precio de nudo, la energía comprada en un determinado mes, se paga completamente considerando este nuevo precio de nudo; sin embargo, el traspaso de este nuevo precio hacia los clientes finales se realiza de forma paulatina, debido a que en el transcurso de un mes se realizan varios procesos de facturación; es decir, se toma lectura y se emiten boletas y facturas en distintas fechas del mes, lo que origina que a cada proceso le corresponda una tarifa de venta que resulta de ponderar la nueva tarifa y la anterior según esas fechas. Por ejemplo, si a un cliente se le toma lectura el día 20 de un mes, entonces las unidades

físicas registradas serán valorizadas a una tarifa de venta que resulta de ponderar por 10/30 la tarifa del mes anterior y por 20/30 la nueva tarifa.

Para el período enero – marzo de 2011, considerando la estructura de compra y venta física y los niveles de precios y tarifas que se observan, es posible determinar que por cada punto porcentual en que se incrementa el precio de nudo, se produce un requerimiento a financiar del 67% que se recupera con el perfil de pago de los clientes.

3.2.5.2. 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. La legislación aporta con un factor importante para mitigar este riesgo, el cobro por Pago Fuera de Plazo que faculta a las 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 la Sociedad.

3.2.6. 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 marzo 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 el resumen del valor libro y de mercado del saldo insoluto de los pasivos financieros de la empresa:

Pasivos Financieros 2011 M\$	Valor Libro al 31-03-2011 M\$	Valor Justo al 31-03-2011 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	8.632.508	8.496.672	-1,6%

Pasivos Financieros 2010 M\$	Valor Libro al 31-12-2010 M\$	Valor Justo al 31-12-2010 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	8.711.161	8.566.935	-1,7%

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.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en nota 2.10. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. Estos cálculos requieren el uso de estimaciones.

Los resultados de las estimaciones efectuadas no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (Ver Nota 13).

4.2.- 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 diversos 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 la Sociedad 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, la Sociedad 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° 20, se presenta información adicional al respecto.

4.3.- 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) 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 período o 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 marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Efectivo en caja.	78.703	160.122
SalDOS en bancos.	78.490	77.171
Total	157.193	237.293

Este rubro está denominado en pesos chilenos.

No existe variación entre el efectivo y efectivo equivalente presentados en el estados intermedios de situación financiera, con respecto al presentado en el estado intermedio de flujo de efectivo.

6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales, neto.	3.627.093	3.819.056	48.968	58.227
Otras cuentas por cobrar, neto.	226.973	276.485	106.559	108.724
Total	3.854.066	4.095.541	155.527	166.951

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales, bruto.	3.899.340	4.085.442	48.968	58.227
Otras cuentas por cobrar, bruto.	226.973	283.136	106.559	108.724
Total	4.126.313	4.368.578	155.527	166.951

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	1.542.183	1.799.086	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	52.731	67.595	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	109.337	130.500	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	155.527	166.951
Total	1.704.251	1.997.181	155.527	166.951

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	1.913.130	1.860.617
Con vencimiento entre tres y seis meses.	82.594	94.599
Con vencimiento entre seis y doce meses.	96.773	85.413
Con vencimiento mayor a doce meses.	329.565	330.768
Total	2.422.062	2.371.397

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales.	272.247	266.386
Otras cuentas por cobrar.	0	6.651
Total	272.247	273.037

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

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial.	273.037	225.266
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	0	(19.048)
Aumento (disminución) del ejercicio.	(790)	66.819
Total	272.247	273.037

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

Efecto en resultado de la provisión en el período	Saldo al	
	01/01/2011 31/03/2011 M\$	01/01/2010 31/03/2010 M\$
	Deudores comerciales.	5.861
Otras cuentas por cobrar.	(6.651)	0
Total	(790)	20.789

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 crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuentas 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 diciembre 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, 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 ó a 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 período, 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 marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el 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	
							31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	2.455.966	1.636.067	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	0	125	124
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	1.526	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.562	332	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	172	206	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	1.481	13.375	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	157.561	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	114.163	109.055	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Coligada	CL \$	0	0	2.084	2.072
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	34.236	35.926	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1	1	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	775	772	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.901	22.375	0	0
Total							2.767.818	1.819.635	2.209	2.196

7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el 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	
							31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	240.727	2.816	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	0	16.403	16.310
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios recibidos	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	4.880	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	5	0	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	33	199	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	473	599	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	4.063	9.526	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	131.348	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Coligada	CL \$	0	0	6.837	6.798
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	3	8	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	13.394	2.359	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	4.167	3.902	0	0
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	8.482	0	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	47.315	10.871	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	189.600	152.837	0	0
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	86.381	63.528	0	0
76.144.275-9	Emel Norte	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	280.302	0	0	0
Total							1.006.293	251.525	23.240	23.108

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados al 31 de marzo de 2011 y 31 de marzo de 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 31/03/2011 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	01/01/2010 31/03/2010 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	817.930	19.488	246.535	2.087
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL \$	36.005	(36.005)	29.401	(29.401)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	226.974	(226.974)	280.892	(280.892)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	7.883	0	19.016	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligada	Compra de materiales	CL \$	0	0	30.439	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Coligada	Servicios prestados	CL \$	12.000	12.000	0	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Servicios prestados	CL \$	49.341	49.341	47.969	47.969
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de materiales	CL \$	16.447	0	0	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de energía	CL \$	1.438	(1.438)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	10.046	(10.046)	10.184	(10.184)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	169	0	255	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	4.077	4.077	3.997	3.997
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	3.897	3.897	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	99.999	(99.999)	95.176	(95.176)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL \$	6.045	(6.045)	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	2.321	2.321	1.897	1.897
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	182.930	(39.152)	173.647	(26.173)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	3.663	(3.663)	96	(96)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	5.473	0	3.284	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	9.357	(9.357)	28.561	(28.561)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	12.852	(12.852)	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	558	(558)	0	0

7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de la Sociedad está compuesto por cinco miembros, los cuales permanecen por un período de 2 años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El equipo gerencial de la Sociedad lo compone un Gerente zonal, además esta Sociedad gerencialmente depende de Empresas Emel S.A.

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 abril de 2010, decidió que los señores Directores no percibirán remuneración de ningún tipo.

7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del Equipo Gerencial clave asciende a M\$ 21.631 por el período terminado al 31 de marzo de 2011, (M\$ 18.711 en el período 2010).

La Sociedad ha establecido para su equipo gerencial un plan de incentivo 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 marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Clases de inventarios	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Trabajos en curso.	4.833	19.463
Mercaderías en tránsito.	5.706	1.172
Total	10.539	20.635

Información adicional de inventarios:

Otra información de inventarios	01/01/2011 31/03/2011 M\$	01/01/2010 31/03/2010 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	0	0
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	0	0
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período.	0	607

Las reversiones están dadas por liquidaciones de inventarios.

9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS

El detalle de este rubro es el siguiente para el período finalizado al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

Activos por impuestos	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Pagos provisionales mensuales.	563.993	462.322
Rebajas al impuesto.	57.800	38.902
Ley N° 19.946 de 2004 incentivo al desarrollo regiones extremas.	276.590	265.088
Total	898.383	766.312

Pasivos por impuestos	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	374.980	296.745
Total	374.980	296.745

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

Activo / pasivos por impuestos, neto	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	523.403	469.567
Pasivos por impuestos por pagar.	0	0

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Gastos pagados por anticipado.	18.211	15.264
Garantías de arriendo.	1.056	3.304
	19.267	18.568

11.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.

11.1.- Composición del rubro.

Al 31 de marzo de 2011

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 31/12/2010 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/03/2011 M\$
Inversiones en asociadas.	6.184.662	129.877	(120.998)	(36.563)	6.156.978
TOTALES	6.184.662	129.877	(120.998)	(36.563)	6.156.978

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.	5.551.068	540.959	(459.289)	551.924	6.184.662
TOTALES	5.551.068	540.959	(459.289)	551.924	6.184.662

11.2.- Inversiones en asociadas.

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

Saldos al 31 de marzo de 2011.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31/12/2010 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/03/2011 M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	13,1220%	13,1220%	5.364.947	121.874	(120.998)	(36.563)	5.329.260
Transemel S.A.	Chile	CL \$	5,0000%	5,0000%	819.715	8.003	0	0	827.718
TOTALES					6.184.662	129.877	(120.998)	(36.563)	6.156.978

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 Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	13,1220%	13,1220%	4.602.080	625.845	(419.936)	556.958	5.364.947
Transemel S.A.	Chile	CL \$	5,0000%	5,0000%	948.988	(84.886)	(39.353)	(5.034)	819.715
TOTALES					5.551.068	540.959	(459.289)	551.924	6.184.662

11.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Inversiones en asociadas	31/03/2011									
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos asociada	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos asociada	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	13,12%	16.528.795	62.392.011	78.920.806	10.775.315	27.532.261	38.307.576	17.453.750	(16.524.972)	928.778
Transemef S.A.	5,00%	980.686	22.538.668	23.519.354	1.788.055	5.176.936	6.964.991	724.964	(564.904)	160.060
TOTALES		17.509.481	84.930.679	102.440.160	12.563.370	32.709.197	45.272.567	18.178.714	(17.089.876)	1.088.838

Inversiones en asociadas	31/12/2010									
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos asociada	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos asociada	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	13,12%	16.000.368	62.074.473	78.074.841	9.719.047	27.470.603	37.189.650	77.234.576	(72.465.133)	4.769.443
Transemef S.A.	5,00%	1.090.947	22.797.903	23.888.850	1.772.997	5.721.552	7.494.549	3.490.489	(5.188.214)	(1.697.725)
TOTALES		17.091.315	84.872.376	101.963.691	11.492.044	33.192.155	44.684.199	80.725.065	(77.653.347)	3.071.718

11.3.- Información sobre el valor razonable de las inversiones en asociadas.

Al 31 de marzo de 2011

Inversiones en Asociadas con cotización pública	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Participación en N° de Acciones	Valor Bursátil por acción	Valor Bursátil al 31/03/2011 M\$
ELECDA S.A.	Chile	CL \$	13,12%	23.725.188	430,00	10.201.831
TOTALES						10.201.831

Al 31 de diciembre de 2010

Inversiones en Asociadas con cotización pública	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Participación en N° de Acciones	Valor Bursátil por acción	Valor Bursátil al 31/12/2010 M\$
ELECDA S.A.	Chile	CL \$	13,12%	23.725.188	430,00	10.201.831
TOTALES						10.201.831

12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

12.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto por servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Programas informáticos, neto.	29.728	33.509
Otros activos intangibles identificables, neto.	1.128	1.128
Total	30.856	34.637

Clases de activos intangibles, bruto	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Programas informáticos, bruto.	732.257	731.279
Otros activos intangibles identificables, bruto.	1.128	1.128
Total	733.385	732.407

Clases de amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	702.529	697.770
Total	702.529	697.770

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	702.529	697.770
Total	702.529	697.770

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro de intangibles al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 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 marzo de 2011 y 31 de diciembre de 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	33.509	1.128	34.637
Amortización.	(4.759)	0	(4.759)
Otros incrementos (disminuciones).	978	0	978
Cambios, total	(3.781)	0	(3.781)
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/03/2011	29.728	1.128	30.856

Movimientos en activos intangibles	2010		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	52.383	1.128	53.511
Amortización.	(18.874)	0	(18.874)
Cambios, total	(18.874)	0	(18.874)
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2010	33.509	1.128	34.637

El detalle del importe de Activos Intangibles Identificables Individuales Significativos y su período de amortización al 31 de marzo de 2011, es el siguiente:

Detalle de otros activos intangibles identificables al 31/03/2011	Importe en libros de activo individual intangible significativo	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
	M\$	
Servidumbres.	1.128	Indefinida
Total	1.128	

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

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	desde al	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	Ref. Nota	M\$	M\$
Gastos de administración.	24	4.759	4.718
Total		4.759	4.718

12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

Servidumbres.

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

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada período para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

13.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Rut	Sociedad	Movimientos 2010		Movimientos 2011
		Saldo al	Saldo al	Saldo al
		01/01/2010	31/12/2010	31/03/2011
		M\$	M\$	M\$
96.541.920-9	Elecda S.A.	362.644	362.644	362.644
Totales		362.644	362.644	362.644

13.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada.

Empresas Emel S.A., anualmente si la plusvalía comprada ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 2.10. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

La estimación del valor en uso ha requerido que la administración de la Sociedad, realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos reales, aplicadas en el período 2011 y ejercicio 2010 fue de 10,7%.

Como resultado de estas pruebas la Sociedad determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida.

14.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

14.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo Inicial	995.537	903.831
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	0	91.706
Cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable, total	0	91.706
Total	995.537	995.537

Las tasaciones de propiedades de inversión, son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables y su evaluación anual. La última reevaluación corresponde a diciembre de 2010.

14.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros intermedios.

Valorización ajustada incluida en los estados financieros intermedios, modelo del valor razonable	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	995.537	995.537
Total	995.537	995.537

14.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01/01/2011 31/03/2011 M\$	01/01/2010 31/03/2010 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	65.614	49.721
Importes de gastos directos de operación de las propiedades de inversión generadoras de ingresos de alquileres.	0	4.520

15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

15.1.- 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.	60	80
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

15.2.- Detalle de los rubros.

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

15.2.1.- Valores netos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Construcciones en curso.	334.051	160.094
Terrenos.	764.295	764.295
Edificios.	2.568.778	2.586.269
Planta y equipos.	14.751.701	14.470.230
Subestaciones de poder.	3.532.867	3.579.348
Líneas de transporte energía.	114.682	115.536
Subestaciones de distribución.	2.090.106	2.024.200
Líneas y redes de media y baja tensión.	8.458.616	8.185.337
Medidores.	555.430	565.809
Equipamiento de tecnología de la información	8.981	9.126
Instalaciones fijas y accesorios	520.785	507.218
Equipos de comunicaciones.	55.564	57.625
Herramientas.	162.795	157.141
Muebles y útiles.	65.311	57.865
Instalaciones y accesorios diversos.	237.115	234.587
Vehículos de motor.	112.993	119.272
Otras propiedades, planta y equipo.	210.671	682.456
Total	19.272.255	19.298.960

15.2.2.- Valores brutos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Construcciones en curso.	334.051	160.094
Terrenos.	764.295	764.295
Edificios.	3.010.313	3.008.034
Planta y equipos.	21.692.934	21.240.885
Subestaciones de poder.	4.039.531	4.058.427
Líneas de transporte energía.	131.688	131.688
Subestaciones de distribución.	3.345.420	3.253.210
Líneas y redes de media y baja tensión.	12.789.268	12.421.245
Medidores.	1.387.027	1.376.315
Equipamiento de tecnología de la información	61.360	61.360
Instalaciones fijas y accesorios	1.136.784	1.107.736
Equipos de comunicaciones.	136.912	136.913
Herramientas.	512.391	500.293
Muebles y útiles.	118.532	109.185
Instalaciones y accesorios diversos.	368.949	361.345
Vehículos de motor.	420.140	420.140
Otras propiedades, planta y equipo.	210.671	682.456
Total	27.630.548	27.445.000

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

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Edificios.	441.535	421.765
Planta y equipos.	6.941.233	6.770.655
Subestaciones de poder.	506.664	479.079
Líneas de transporte energía.	17.006	16.152
Subestaciones de distribución.	1.255.314	1.229.010
Líneas y redes de media y baja tensión.	4.330.652	4.235.908
Medidores.	831.597	810.506
Equipamiento de tecnología de la información	52.379	52.234
Instalaciones fijas y accesorios	615.999	600.518
Equipos de comunicaciones.	81.348	79.288
Herramientas.	349.596	343.152
Muebles y útiles.	53.221	51.320
Instalaciones y accesorios diversos.	131.834	126.758
Vehículos de motor.	307.147	300.868
Total	8.358.293	8.146.040

El ítem Otras propiedades, planta y equipo está compuesto por los bienes que se encuentran para ser utilizados en Obras en ejecución y no están sujetos a depreciación dado que no están incorporados a una instalación en uso.

15.3.- 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 marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

Al 31 de marzo de 2011.

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\$
Saldo Inicial al 01/01/2011		160.094	764.295	2.586.269	14.470.230	9.126	507.218	119.272	682.456	19.298.960
Cambios	Adiciones.	213.288	0	0	0	0	0	0	25.244	238.532
	Retiros.		0		(20.048)				(11.649)	(31.697)
	Gasto por depreciación.			(19.770)	(172.968)	(145)	(15.481)	(6.279)	0	(214.643)
	Otros incrementos (decrementos).	(39.331)	0	2.279	474.487	0	29.048	0	(485.380)	(18.897)
Total cambios		173.957	0	(17.491)	281.471	(145)	13.567	(6.279)	(471.785)	(26.705)
Saldo Final al 31/03/2011		334.051	764.295	2.568.778	14.751.701	8.981	520.785	112.993	210.671	19.272.255

Al 31 de diciembre de 2010.

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\$	
Saldo Inicial al 01/01/2010		829.911	699.003	2.635.553	12.966.890	14.573	422.717	132.823	235.373	17.936.843	
Cambios	Adiciones.	1.083.813	0	0	0	0	0	0	187.098	1.270.911	
	Desapropiaciones		0	0	0	(1.116)	0	(1.917)	0	(3.033)	
	Retiros.		0	0	(242.837)	0	(3.146)	(1.643)	0	(247.626)	
	Gasto por depreciación.			(115.620)	(632.359)	(10.197)	(54.898)	(32.390)	0	(845.464)	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto			65.292	63.150	1.058.887	0	0	0	0	1.187.329
	Sub total reconocido en patrimonio neto	0	65.292	63.150	1.058.887	0	0	0	0	0	1.187.329
Otros incrementos (decrementos).	(1.753.630)	0	3.186	1.319.649	5.866	142.545	22.399	259.985	0		
Total cambios		(669.817)	65.292	(49.284)	1.503.340	(5.447)	84.501	(13.551)	447.083	1.362.117	
Saldo Final al 31/12/2010		160.094	764.295	2.586.269	14.470.230	9.126	507.218	119.272	682.456	19.298.960	

15.4.- 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.

15.5.- Información adicional sobre Propiedades, planta y equipo.

Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución eléctrica se revalorizaron por última vez el 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 por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de otros resultados integrales. Este proceso implicó un efecto en el ejercicio 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 1.187.329. El saldo revaluado de Propiedades, planta y equipo al 31 de marzo de 2011 asciende a M\$ 18.084.774 (Ver nota 15.6)

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipo	31/03/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipo en proceso de construcción.	213.228	1.083.813

15.6.- 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, plantas y equipos 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 los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación anual se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencia de Electricidad y Combustible (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 4,0 % 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 dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por el profesional independiente.

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 libros según modelo del costo de los bienes revaluados:

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Terrenos.	457.714	727.994
Edificios.	1.298.189	1.978.783
Planta y equipo.	10.894.392	9.490.602
Total	12.650.295	12.197.379

El siguiente es el movimiento de reservas o superávit de revaluación para el período terminado al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

Valor revaluado de propiedades, planta y equipo	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial	5.623.415	3.875.697
Ajustes de revaluación.	0	1.187.329
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluados.	(73.652)	904.625
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluados.	(115.284)	(344.236)
Movimiento del período	(188.936)	1.747.718
Total	5.434.479	5.623.415

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Construcción en curso	334.051	160.094
Equipamiento de tecnologías de la información	8.981	9.126
Instalaciones fijas y accesorios	520.785	507.218
Vehículos de motor	112.993	119.272
Otras propiedades, planta y equipo	210.671	682.456
Total	1.187.481	1.478.166

16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

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

16.1.- Activos y pasivos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo	0	95.877
Relativos a acumulaciones (o devengos).	40.328	46.186
Relativos a provisiones.	100.743	118.024
Relativos a otros.	14.000	14.000
Total	155.071	274.087

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 estas cubrirán el recupero de estos activos.

Pasivos por impuestos diferidos	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo	199.883	0
Relativos a revaluaciones de propiedad, planta y equipo	947.439	1.009.957
Relativos a intangibles	1.851	4.526
Relativos a otros.	30.399	260.267
Total	1.179.572	1.274.750

16.2.- Movimientos de impuestos diferidos del estado intermedio de situación financiera.

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

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	274.087	162.723
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(119.016)	111.364
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(119.016)	111.364
Total	155.071	274.087

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

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	1.274.750	1.025.810
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(95.178)	248.940
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(95.178)	248.940
Total	1.179.572	1.274.750

16.3.- 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\$
31/03/2011			
- Activos por impuestos diferidos	155.071	(155.071)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.179.572)	155.071	(1.024.501)
Total	(1.024.501)	0	(1.024.501)
31/12/2010			
- Activos por impuestos diferidos	274.087	(274.087)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.274.750)	274.087	(1.000.663)
Total	(1.000.663)	0	(1.000.663)

17.- PASIVOS FINANCIEROS.

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

17.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31/03/2011		31/12/2010	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.		CL \$	49.171	6.308.801	150.332	6.293.060
Préstamos bancarios.		UF	8.819	2.265.717	14.936	2.252.833
Total préstamos bancarios			57.990	8.574.518	165.268	8.545.893
Total			57.990	8.574.518	165.268	8.545.893

17.2.- Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.

Saldo al 31 de marzo de 2011.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes		Total no corrientes 31/03/2011 M\$
								Vencimientos 3 a 12 meses M\$	Total corrientes 31/03/2011 M\$	Vencimientos		
										1 hasta 2 años M\$	más de 2 hasta 3 años M\$	
Chile	Emelari S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	7,20%	5,42%	Sin Garantía	40.452	40.452	5.417.920	0	5.417.920
Chile	Emelari S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,26%	2,26%	Sin Garantía	8.819	8.819	0	2.265.717	2.265.717
Chile	Emelari S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	5,42%	5,42%	Con Garantía	8.719	8.719	890.881	0	890.881
Total								57.990	57.990	6.308.801	2.265.717	8.574.518

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		Total no corrientes 31/12/2010 M\$
								Vencimientos hasta 1 mes M\$	Total corrientes 31/12/2010 M\$	Vencimientos		
										más de 2 hasta 3 años M\$	más de 3 hasta 5 años M\$	
Chile	Emelari S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	7,20%	5,42%	Sin Garantía	129.140	129.140	5.402.179	0	5.402.179
Chile	Emelari S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	1,53%	1,53%	Sin Garantía	14.936	14.936	0	2.252.833	2.252.833
Chile	Emelari S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	5,42%	5,42%	Con Garantía	21.192	21.192	890.881	0	890.881
Total								165.268	165.268	6.293.060	2.252.833	8.545.893

18.- CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

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

Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Proveedores de energía.	1.564.806	1.426.685	0	0
Retenciones.	386.409	349.903	0	0
Dividendos por pagar.	70.253	38.297	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	109.011	290.213	0	0
Proveedores no energéticos.	121.629	203.171	0	0
Acreedores varios.	271.430	283.927	85.247	85.231
Otros.	116.894	76.044	0	0
Total	2.640.432	2.668.240	85.247	85.231

18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

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

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Vacaciones del personal.	54.337	77.211
Bonificaciones de feriados.	10.901	43.516
Participación sobre resultados	43.773	169.486
Total	109.011	290.213

19.- OTRAS PROVISIONES.

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

19.1.- Provisiones – Saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Otras provisiones.	19.146	14.894
Total	19.146	14.894

19.1.1.-Provisión de reclamaciones legales.

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. 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.

19.2. Movimiento de las provisiones.

Saldo al 31 de marzo de 2011.

Movimiento de las provisiones	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	14.894	14.894
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.756	1.756
Provisión utilizada.	2.487	2.487
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	9	9
Total cambios en provisiones	4.252	4.252
Saldo final al 31/03/2011	19.146	19.146

Saldo al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de las provisiones	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	12.406	12.406
Provisiones adicionales.	331	331
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	17.591	17.591
Provisión utilizada.	(13.786)	(13.786)
Reversión de provisión no utilizada.	(8.993)	(8.993)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	7.345	7.345
Total cambios en provisiones	2.488	2.488
Saldo final al 31/12/2010	14.894	14.894

20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

20.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	616.070	599.722
Total	616.070	599.722

20.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial	545.202	668.726
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	12.485	49.940
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	7.775	31.100
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	0	(204.564)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(5.398)	0
Total	560.064	545.202

20.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.	560.064	545.202
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	560.064	545.202
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	56.006	54.520
Total	616.070	599.722

20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	01/01/2011 31/03/2011 M\$	01/01/2010 31/03/2010 M\$
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	12.485	12.212
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	7.775	11.002
Total gastos reconocidos en resultados	20.260	23.214

20.5.- Hipótesis actuariales.

Las principales hipótesis actuariales utilizadas al cierre de estos estados financieros intermedios, han sido las siguientes:

Detalle	31/03/2011	31/12/2010
Tasa de descuento utilizada.	4,9	4,9
Tasa de inflación.	3,0	3,0
Aumento futuros de salarios.	2,0	2,0
Tabla de mortalidad.	RV - 2009	
Tabla de invalidez.	30 % de la RV - 2009	
Tabla de rotación.	0,8	

21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Ingresos diferidos. (*)	56.905	75.498	112.615	122.691
Otros.	0	0	111.318	111.318
Total	56.905	75.498	223.933	234.009

21.1.- Ingresos diferidos.

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

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes		No Corrientes	
	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	709	2.832	0	0
Garantías (pago anticipado de clientes).	48.136	72.666	0	0
Otros ingresos diferidos.	8.060	0	112.615	122.691
Total	56.905	75.498	112.615	122.691

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

Movimiento de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	198.189	49.534
Adiciones.	95.190	307.182
Imputación a resultados.	123.859	158.527
Total	169.520	198.189

21.2.- Contratos de construcción.

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

21.2.1.- Margen del período por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	61.184	357.397
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	(46.309)	(210.307)
Margen de contratos en construcción	14.875	147.090

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

Detalle	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	89.577	1.899

22.- PATRIMONIO NETO.

22.1.- Capital suscrito y pagado.

Los objetivos de la Sociedad 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 tal y como se muestra en el estado intermedio 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 marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 7.959.955.

22.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 el capital de la Sociedad está representado por 185.994.529 acciones sin valor nominal.

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

22.3.- Política de Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 9 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.

22.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 14 de abril de 2010, se aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 81 de \$1,6 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\$ 297.591.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 349 de fecha 26 de mayo de 2010, acordó repartir el primer dividendo provisorio N° 82 de \$1,7 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 30 de junio de 2010, por un total de M\$ 316.191.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 353 de fecha 06 de septiembre de 2010, acordó repartir el segundo dividendo provisorio N° 83 de \$1,9 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 30 de septiembre de 2010, por un total de M\$ 353.390.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 356 de fecha 24 de noviembre de 2010, acordó repartir el tercer dividendo provisorio N° 84 de \$2,1 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\$ 390.589.

En Junta Ordinaria de Accionistas N°359, celebrada el día 09 de marzo de 2011, se aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 85 de \$2,1 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 08 de abril de 2011, por un total de M\$ 390.589.

22.5.- Reservas.

22.5.1.- 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 Empresas Emel S.A.. El efecto de este incremento neto de impuestos diferidos asciende a M\$ 985.483 y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros, luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del año asciende a M\$ 4.774.152.

22.5.2.- Otras reservas.

- a) En este rubro se incluye la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo. El monto por este concepto asciende a M\$ (650.538).
- b) Utilidad por venta de acciones por un monto de M\$ 70.430.
- c) Otras reservas legales y estatutarias por un monto de M\$ 191.608.
- d) Revaluación propiedades, planta y equipo por participación en asociadas. El monto por este concepto asciende a M\$1.554.527.

22.6. Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.

Se compone por:

- Abono por efecto de reciclaje de superávit de revaluación por un monto de M\$171.024.
- Cargo por efecto en registro de provisión del 30% de dividendo mínimo obligatorio, por utilidades primer trimestre 2011, por un monto de M\$ 140.500.

23- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

23.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
Ventas	5.764.165	6.320.569
Venta de energía.	5.763.125	6.317.773
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	1.040	2.796
Prestaciones de servicios	576.757	580.199
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	207.162	208.666
Arriendo de equipos de medida.	41.196	41.265
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	29.211	13.879
Apoyos en postación.	23.537	18.484
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	207.038	225.319
Otras prestaciones.	68.613	72.586
Total	6.340.922	6.900.768

23.2.- Otros ingresos por función.

Otros ingresos por función	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	65.614	49.721
Total	65.614	49.721

24.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítem es del estado intermedio de resultados por función por los períodos terminados al 31 de marzo 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 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
Costo de venta	5.197.508	5.879.992
Costo de administración	717.986	696.727
	5.915.494	6.576.719

24.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
Compra de energía.	4.508.369	5.222.008
Gastos de personal.	331.696	301.627
Gastos de operación y mantenimiento.	289.539	288.084
Gastos de administración.	566.488	559.991
Depreciación.	214.643	200.291
Amortización.	4.759	4.718
Total	5.915.494	6.576.719

24.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	233.446	221.562
Beneficios a corto plazo a los empleados.	37.015	28.837
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	12.485	12.212
Otros gastos de personal.	48.750	39.016
Total	331.696	301.627

Otros gastos de personal	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
Bonificaciones y becas a Empleados	30.470	18.035
Beneficios de seguridad social	15.095	15.884
Recuperación por amortización ganancias actuariales	(2.015)	0
Otros gastos de personal	5.200	5.097
Total	48.750	39.016

24.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	208.807	191.155
Gasto de administración.	5.836	9.136
Total depreciación	214.643	200.291
Amortización		
Gasto de administración.	4.759	4.718
Total amortización	4.759	4.718
Total	219.402	205.009

24.4.- Otras ganancias (pérdidas)

Detalle	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipo.	(26.637)	(40.416)
Venta de chatarra.	16.569	0
Juicios o arbitrajes.	(1.881)	(735)
Otras pérdidas.	-7.041	0
Otras ganancias.	1.099	30
Total	(17.891)	(41.121)

25.- 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 períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y 2010 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	57.159	83.491
Otros ingresos financieros.	20.559	3.014
Total Ingresos financieros	77.718	86.505
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(101.152)	(151.337)
Otros gastos.	(7.799)	(11.002)
Total costos financieros	(108.951)	(162.339)
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	(12.895)	14.099
Diferencias de cambio		
Negativas.	0	(60)
Total diferencias de cambio	0	(60)
Total resultado financiero	(44.128)	(61.795)

26.- GASTO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

Durante los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y 2010 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias que asciende a M\$ (90.568) y un cargo por M\$ (63.512), respectivamente.

Durante el período terminado al 31 de marzo de 2011, se procedió a calcular y contabilizar los impuestos corrientes y diferidos con las tasas de impuesto a la renta vigentes para los años comerciales 2011 y 2012 (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 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(76.431)	(64.982)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente.	11.502	23.770
Otros gastos por impuesto corriente.	(1.802)	(1.907)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(66.731)	(43.119)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	(21.557)	(20.393)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o nuevas tasas.	(2.280)	0
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	(23.837)	(20.393)
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	(90.568)	(63.512)

26.2.- Localización del efecto en resultados por impuesto a las ganancias.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(66.732)	(43.119)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(66.732)	(43.119)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(23.836)	(20.393)
Total gasto por impuestos diferidos, neto	(23.836)	(20.393)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(90.568)	(63.512)

26.3.- Conciliación entre el resultado por impuesto a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar tasa efectiva para el período terminado al 31 de marzo de 2011 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(111.780)	(76.178)
Efecto impositivo de ingresos no imposables.	23.675	26.092
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	(24.758)	(44.433)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	10.793	7.237
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	21.212	12.666
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	(90.568)	(63.512)

27.- GANANCIA POR ACCION.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Sociedad entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo, de existir, las acciones comunes adquiridas por la Sociedad y mantenidas como acciones de tesorería.

Ganancias (pérdidas) básicas por acción	01/01/2011 31/03/2011	01/01/2010 31/03/2010
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	468.331	384.592
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	468.331	384.592
Promedio ponderado de número de acciones, básico.	185.994.529	185.994.529
Ganancias (pérdidas) básicas por acción (\$ por acción)	3	2

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

28.- INFORMACION POR SEGMENTO.

28.1.- 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 (transmisión de electricidad, 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 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 períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y 2010 es el siguiente:

28.2.- Estado de resultados por función.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Servicio Regulados		Servicios no Regulados		Total	
	01/01/2011 31/03/2011 M\$	01/01/2010 31/03/2010 M\$	01/01/2011 31/03/2011 M\$	01/01/2010 31/03/2010 M\$	01/01/2011 31/03/2011 M\$	01/01/2010 31/03/2010 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	5.900.398	6.449.774	440.524	450.994	6.340.922	6.900.768
Costo de ventas	(5.057.412)	(5.715.725)	(140.096)	(164.267)	(5.197.508)	(5.879.992)
Ganancia bruta	842.986	734.049	300.428	286.727	1.143.414	1.020.776
Otros ingresos, por función.	65.614	49.721	0	0	65.614	49.721
Gasto de administración.	(717.986)	(696.727)	0	0	(717.986)	(696.727)
Otras ganancias (pérdidas).	(17.892)	(41.121)	0	0	(17.892)	(41.121)
Ingresos financieros.	77.718	86.505	0	0	77.718	86.505
Costos financieros.	(108.951)	(162.339)	0	0	(108.951)	(162.339)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	129.877	177.250	0	0	129.877	177.250
Diferencias de cambio.	0	(60)	0	0	0	(60)
Resultados por unidades de reajuste.	(12.895)	14.099	0	0	(12.895)	14.099
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	258.471	161.377	300.428	286.727	558.899	448.104
Gasto por impuestos a las ganancias.	(39.495)	(14.768)	(51.073)	(48.744)	(90.568)	(63.512)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	218.976	146.609	249.355	237.983	468.331	384.592
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.					0	0
Ganancia (pérdida)	218.976	146.609	249.355	237.983	468.331	384.592
Depreciación	214.643	200.291	0	0	214.643	200.291
Amortización	4.759	4.718	0	0	4.759	4.718
EBITDA	410.016	292.052	300.428	286.727	710.444	578.779

Servicios Regulados: Se incluye en este segmento todos los ingresos provenientes de las actividades principales de la entidad, como son la distribución y comercialización de energía eléctrica, conjuntamente con los negocios asociados y la comercialización de productos retail.

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.

29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

29.1.- Juicios y otras acciones legales.

Nombre del juicio: "Central Patache y FPC Energía S.A. con Emelari S.A., Elecda S.A. y Eliqsa S.A."

Fecha: 3 de noviembre de 2009.
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Resolución del contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de prueba.

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.

29.2 - Sanciones administrativas.

No existen procedimientos administrativos sancionatorios contra de la Sociedad que importen multas iguales o superiores a M\$ 20.000.

29.3 - Restricciones.

No existen otras restricciones que informar.

30.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

Existe una hipoteca inscrita a fojas 2.421, número 1.165 y una prohibición inscrita a fojas 3.572, número 1.958, ambas del año 1998, que gravan parte del inmueble ubicado en Arica, calle General Manuel Baquedano número 731, inscrito a fojas 3.706 vuelta, número 1.838, del año 1989.

A continuación se presentan los saldos al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos		Saldos pendientes de pago a la fecha de cierre de los estados financieros intermedios	
	Nombre	Relación		Tipo	Valor Contable	31/03/2011	31/12/2010
	BancoEstado	EMELARI S.A.		ACREEDOR	HIPOTECA	BIEN RAIZ	2.295.699

31.- DISTRIBUCION DE PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente para el período terminado al 31 de marzo de 2011 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 es la siguiente.

Ciudad	31/03/2011				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Arica	1	64	0	65	66
Total	1	64	0	65	66

Ciudad	31/12/2010				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Arica	1	65	0	66	65
Total	1	65	0	66	65

32.- MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad participa en el mercado de la distribución, transformación y transmisión 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 Sociedad 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 marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolso futuro en la materia.

33.- HECHOS POSTERIORES.

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