



**EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.**

**ESTADOS FINANCIEROS  
INTERMEDIOS**

**(Expresados en miles de pesos chilenos)  
Correspondientes al período intermedio terminado  
al 31 de marzo de 2010**

**EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.**
**Rut: 96.542.120-3**
**INDICE**

	Página N°
I.- ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.	
ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
Activos	5
Pasivos	6
ESTADOS DE RESULTADOS POR FUNCION.	7
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRAL	8
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	9
ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	11
II.- 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.- Nuevas normas e interpretaciones emitidas y no vigentes.	13
2.3.- Transacciones en moneda extranjera.	13
2.4.- Información financiera por segmentos operativos.	14
2.5.- Propiedades, plantas y equipos.	14
2.6.- Propiedades de inversión.	15
2.7.- Activos intangibles.	15
2.8.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	16
2.9.- Activos financieros.	16
2.10.- Inventarios.	16
2.11.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	17
2.12.- Asociadas o coligadas.	17
2.13.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	18
2.14.- Capital social.	18
2.15.- Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar.	18
2.16.- Préstamos y otros pasivos financieros.	18
2.17.- Impuesto a la renta e impuestos diferidos.	18
2.18.- Beneficios a los empleados.	19
2.19.- Provisiones.	20
2.20.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	20
2.21.- Reconocimiento de ingresos.	21
2.22.- Contratos de construcción.	21
2.23.- Activos no corrientes disponibles para la venta.	22
2.24.- Distribución de dividendos.	22
3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	22
3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	22
3.2.- Riesgo financiero.	28
3.3.- Control interno.	32
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	32
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	32
4.2.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	33
4.3.- Tasaciones de propiedad, planta y equipos.	33

	Página N°
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	34
6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	34
7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	36
7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	37
7.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	38
8.- INVENTARIOS.	39
9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	39
10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	40
11.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	40
11.1.- Composición del rubro.	40
11.2.- Inversiones en asociadas.	41
12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	42
12.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.	42
12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	44
13.- PLUSVALIA	44
14.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN	45
14.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	45
14.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	45
14.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	45
15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	46
15.1.- Vidas útiles.	46
15.2.- Detalle de los rubros.	46
15.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, plantas y equipo.	48
15.4.- Política de inversiones en propiedades, plantas y equipo.	49
15.5.- Información adicional sobre propiedades, plantas y equipo.	49
15.6.- Costo por intereses.	49
15.7.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	49
16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	51
16.1.- Activos por impuestos diferidos.	51
16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	51
16.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	51
16.4.- Compensación de partidas.	52
17.- PASIVOS FINANCIEROS.	52
17.1.- Clases de otros pasivos financieros.	52
17.2.- Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.	52

	Página N°
18.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	53
18.1.- Pasivos Acumulados (o devengados)	53
18.2.- Otras cuentas por pagar.	53
19.- OTRAS PROVISIONES.	54
19.1.- Provisiones - Saldos.	54
19.2.- Movimiento de las provisiones.	54
20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	55
20.1.- Detalle del rubro.	55
20.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	55
20.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	55
20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados integrales.	55
20.5.- Hipótesis actuariales.	56
21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	56
21.1.- Ingresos diferidos.	56
21.2.- Contratos de construcción.	57
22.- PATRIMONIO NETO.	57
22.1.- Capital suscrito y pagado.	57
22.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	57
22.3.- Política de dividendos.	58
22.4.- Dividendos.	58
22.5.- Reservas.	58
22.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	59
23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	59
23.1.- Ingresos ordinarios.	59
23.2.- Otros ingresos, por función.	59
24.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	60
24.1.- Gastos por naturaleza.	60
24.2.- Gastos de personal.	60
24.3.- Depreciación y amortización.	60
24.4.- Otras ganancias (pérdidas)	61
25.- RESULTADO FINANCIERO.	61
26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	62
26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	62
26.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	62
26.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	63
27.- UTILIDAD POR ACCION.	63

	Página N°
28.- INFORMACION POR SEGMENTO.	63
28.1.- Criterios de segmentación.	63
28.2.- Cuadros de resultados integrales.	64
29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	65
29.1.- Juicios y otras acciones legales.	65
29.2.- Sanciones administrativas.	65
29.3.- Restricciones.	65
30.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	65
31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	66
32.- MEDIO AMBIENTE.	66
33.- HECHOS POSTERIORES.	66

**EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.**

**Rut: 96.542.120-3**

**ESTADOS INTERMEDIOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO**

**Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.**

**(Expresado en miles de pesos (M\$))**

ACTIVOS	Nota	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	231.379	157.548
Otros activos no financieros.	10	36.281	6.292
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	4.610.199	5.196.028
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	1.588.998	1.257.245
Inventarios.	8	3.256	4.463
Activos por impuestos.	9	405.283	343.684
<b>Total activos corrientes</b>		<b>6.875.396</b>	<b>6.965.260</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Derechos por cobrar.	6	228.905	269.833
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	2.149	2.144
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	11	5.675.143	5.551.068
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	48.793	53.511
Plusvalía.	13	362.645	362.645
Propiedades, planta y equipo.	15	17.974.438	17.936.843
Propiedad de inversión.	14	899.310	903.831
<b>Total activos no corrientes</b>		<b>25.191.383</b>	<b>25.079.875</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>32.066.779</b>	<b>32.045.135</b>

**EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.**

**Rut: 96.542.120-3**

**ESTADOS INTERMEDIOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO**

**Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.**

**(Expresado en miles de pesos (M\$))**

<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31/03/2010 M\$</b>	<b>31/12/2009 M\$</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Pasivos financieros.	17	2.273.183	5.720.130
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	18	2.669.210	2.989.004
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	574.883	561.201
Otras provisiones a corto plazo.	19	12.494	12.406
Otros pasivos no financieros.	21	56.879	49.534
<b>Total pasivos corrientes</b>		<b>5.586.649</b>	<b>9.332.275</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Pasivos financieros.	17	6.284.279	2.829.898
Pasivos no corrientes	18	85.169	85.162
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	22.616	22.556
Pasivo por impuestos diferidos.	16	883.481	863.087
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	664.587	641.373
Otros pasivos no financieros.	21	111.318	111.318
<b>Total pasivos no corrientes</b>		<b>8.051.450</b>	<b>4.553.394</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>13.638.099</b>	<b>13.885.669</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Capital emitido.	22	7.959.955	7.959.955
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	22	5.511.587	5.155.233
Primas de emisión.	22	113.232	113.232
Otras reservas.	22	4.843.906	4.931.046
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.</b>		<b>18.428.680</b>	<b>18.159.466</b>
<b>Total patrimonio</b>		<b>18.428.680</b>	<b>18.159.466</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>32.066.779</b>	<b>32.045.135</b>

**EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.**

**Rut: 96.542.120-3**

**ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCION**

**Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.**

**(Expresado en miles de pesos (M\$))**

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/03/2010	31/03/2009
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23	6.900.768	8.113.485
Costo de ventas	24	(5.879.992)	(6.936.417)
<b>Ganancia bruta</b>		<b>1.020.776</b>	<b>1.177.068</b>
Otros ingresos, por función.	23	49.721	45.279
Gasto de administración.	24	(696.727)	(616.803)
Otras ganancias (pérdidas).		(41.121)	(40.791)
Ingresos financieros.	25	86.505	151.385
Costos financieros.	25	(162.339)	(139.110)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	11	177.250	270.114
Diferencias de cambio.	25	(60)	1.209
Resultados por unidades de reajuste.	25	14.099	205.228
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>		<b>448.104</b>	<b>1.053.579</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	26	(63.512)	(32.767)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.</b>	<b>28</b>	<b>384.592</b>	<b>1.020.812</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.			
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>384.592</b>	<b>1.020.812</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		384.592	1.020.812
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>384.592</b>	<b>1.020.812</b>
<b>Ganancias por acción</b>			
<b>Ganancia por acción básica y diluida</b>			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	27	2,07	5,49
<b>Ganancia (pérdida) por acción básica.</b>		<b>2,07</b>	<b>5,49</b>

**EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.**

**Rut: 96.542.120-3**

**ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADO INTEGRAL**

**Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.**

**(Expresado en miles de pesos (M\$))**

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del al Nota	01/01/2010 31/03/2010 M\$	01/01/2009 31/03/2009 M\$
Ganancia (pérdida)		384.592	1.020.812
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		0	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, activos financieros disponibles para la venta		0	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		0	0
Otro resultado integral antes de impuestos, ganancias (pérdidas) procedentes de inversiones en instrumentos de patrimonio		0	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación		0	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		0	0
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		0	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		0	0
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		0	0
Otro resultado integral		0	0
<b>Total resultado integral</b>		<b>384.592</b>	<b>1.020.812</b>
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		384.592	1.020.812
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		0	0
<b>Total resultado integral</b>		<b>384.592</b>	<b>1.020.812</b>

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.

Rut: 96.542.120-3

ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.

(Expresado en miles de pesos (M\$))

**Año 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 período actual 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
<b>Cambios en patrimonio</b>								
Resultado integral.	0	0	0	0	0	0	0	0
Ganancia (pérdida).	0	0	0	0	0	384.592	384.592	384.592
Resultado integral.	0	0	0	0	0	0	384.592	384.592
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(87.140)	0	(87.140)	(28.238)	(115.378)	(115.378)
<b>Total de cambios en patrimonio</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(87.140)</b>	<b>0</b>	<b>(87.140)</b>	<b>356.354</b>	<b>269.214</b>	<b>269.214</b>
Saldo final período actual 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

**Año 2009**

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 período actual 01/01/2009	7.959.955	113.232	5.063.669	(458.930)	4.604.739	3.665.512	16.343.438	16.343.438
Saldo inicial reexpresado	7.959.955	113.232	5.063.669	(458.930)	4.604.739	3.665.512	16.343.438	16.343.438
<b>Cambios en patrimonio</b>								
Resultadi integral.	0	0	0	0	0	0	0	0
Ganancia (pérdida).	0	0	0	0	0	1.020.812	1.020.812	1.020.812
Resultado integral.	0	0	0	0	0	0	1.020.812	1.020.812
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(37.359)	0	(37.359)	(268.885)	(306.244)	(306.244)
<b>Total de cambios en patrimonio</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(37.359)</b>	<b>0</b>	<b>(37.359)</b>	<b>751.927</b>	<b>714.568</b>	<b>714.568</b>
Saldo final período actual 31/03/2009	7.959.955	113.232	5.026.310	(458.930)	4.567.380	4.417.439	17.058.006	17.058.006

**EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.**
**Rut: 96.542.120-3**
**ESTADO INTERMEDIO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO**
**Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.**
**(Expresado en miles de pesos (M\$))**

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/03/2010	31/03/2009
	Nota	M\$	M\$

**Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación**

<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		8.796.002	9.099.619
Otros cobros por actividades de operación.		46.416	151.845
<b>Clases de pagos</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(7.435.677)	(7.852.139)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(402.965)	(387.254)
Otros pagos por actividades de operación.		(137.788)	(209.840)
<b>Otros cobros y pagos de operación</b>			
Intereses pagados.		(92.186)	(17.162)
Intereses recibidos.		3.003	(2.097)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(80.849)	(31.602)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		11.200	107.186
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>707.156</b>	<b>858.556</b>

**Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión**

<b>Actividades de inversión</b>			
Préstamos a entidades relacionadas	7.1.3	(246.536)	(8.594.941)
Compras de propiedades, planta y equipo		(335.187)	(333.904)
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros.	7.1.3	0	8.156.913
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(581.723)</b>	<b>(771.932)</b>

**Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación**

<b>Actividades de financiación</b>			
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		6.319.686	0
Total importes procedentes de préstamos.		6.319.686	0
Pagos de préstamos.		(6.357.228)	(56.279)
Dividendos pagados		(14.060)	(2.699)
Intereses pagados.		0	(95.318)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(51.602)</b>	<b>(154.296)</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios</b>		<b>73.831</b>	<b>(67.672)</b>

**Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo**

<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>73.831</b>	<b>(67.672)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	5	157.548	245.954
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.</b>	<b>5</b>	<b>231.379</b>	<b>178.282</b>

**EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.  
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS  
CORRESPONDIENTES A LOS PERIODOS TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2010 y 2009.**

---

**1.- INFORMACION GENERAL.**

Empresa Eléctrica de Arica S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una filial del Grupo EMEL S.A., la cual es filial del Grupo CGE.

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 con fecha 12 de Enero de 1989, en 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 2010, fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 349 del 26 de mayo de 2010, quien autorizó además su publicación.

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

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros de las empresas del Grupo EMEL S.A., se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los períodos y ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

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

Los presentes estados financieros de EMELARI han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Contabilidad, emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”) y Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH) emitidas por el Colegio de Contadores de Chile A.G.

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

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

En la preparación de estos estados financieros 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 mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota N° 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y período terminado al 31 de marzo de 2009 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 31 de marzo de 2010, de acuerdo al nuevo modelo entregado por la Superintendencia de Valores y Seguros para el año 2010. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del período y ejercicio anterior.

## 2.2.- Nuevas normas e interpretaciones emitidas y no vigentes.

Las siguientes NIIF e Interpretaciones del CINIIF publicadas han sido emitidas, las cuales no son de aplicación obligatoria a la fecha de emisión de los presentes estados financieros intermedios:

Normas y enmiendas	Contenido	Fecha de aplicación obligatoria (*)
Enmienda a la NIC 24	Partes relacionadas. Revelaciones.	01 de enero de 2011
NIIF 9	Instrumentos financieros. Guía para la clasificación y medición de instrumentos financieros.	01 de enero de 2013
Enmienda a la NIC 32	Clasificación de emisiones de derechos de acciones	01 de febrero de 2010
Interpretaciones CINIIF 19	Extinción de pasivos financieros utilizando instrumentos de patrimonio	01 de julio de 2010
Enmienda a la CINIIF 14	Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación.	01 de enero de 2011

(\*) Ejercicios iniciados a contar de la fecha indicada.

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

## 2.3.- Transacciones en moneda extranjera.

### 2.3.1.- 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 del Grupo EMEL.

### 2.3.2.- 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 resultados integrales, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, como es el caso de los derivados de estrategias de coberturas de flujos de efectivo, en caso de existir.

### 2.3.3.- 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
31-03-2009	583,26	20.959,77
31-12-2009	507,10	20.942,88
31-03-2010	524,46	20.998,52

CL \$= Pesos chilenos

US\$= Dólar estadounidense

UF = Unidad de Fomento

### 2.4.- 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, que son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, han sido identificados como el Comité Ejecutivo Estratégico, que toma decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N° 28.

### 2.5.- Propiedades, plantas y equipos.

Los terrenos y edificios de EMELARI S.A., 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 los activos fijos, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo histórico menos la correspondiente depreciación y deterioro, de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo 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 en el que se incurren.

Las construcciones u obras en curso, incluyen conceptos devengados únicamente durante el ejercicio de construcción, tales como, gastos de personal relacionados en forma directa, 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 por revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan directamente a la cuenta reserva por revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados integrales. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados integrales y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva por revaluación a los resultados acumulados, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de los activos fijos 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 de balance, 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 activo fijo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados integrales.

Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reservas de revaluación se traspasan a resultados acumulados.

## **2.6.- 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 algunas de las Sociedades de el Grupo EMEL.

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

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

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 produce los programas informáticos.

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

#### **2.8.- 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 balance por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

#### **2.9.- 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, solo presenta activos financieros clasificados en préstamos y cuentas por cobrar; que se definen como activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del estado de situación financiera, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

#### **2.10.- 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 costo medio ponderado (PMP).

Los costos de construcción de obras eléctricas para terceros y de las obras en curso, 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, pero no incluye los costos por intereses.

El valor neto realizable de los bienes es el precio de venta estimado menos sus costos asociados (costo para realizar la venta); y en los contratos de construcción, su valor neto realizable corresponde al valor del contrato menos los costos de ventas estimados.

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

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen a su valor nominal ya que los plazos medios de vencimiento no superan los 20 días, 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 integrales 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 integrales.

#### **2.12.- Asociadas o coligadas.**

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 inversión de la Sociedad en asociadas o coligadas incluye el menor valor (goodwill o plusvalía comprada) identificada en la adquisición, neto de cualquier pérdida por deterioro acumulada.

La participación de la Sociedad en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados integrales, 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 otros resultados integrales).

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 no realizadas por transacciones entre la Sociedad y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación de la Sociedad en éstas. También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere.

Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las asociadas o de las sociedades bajo control común del Grupo CGE.

Las ganancias o pérdidas de dilución en coligadas o asociadas se reconocen en el estado de resultados integrales.

#### **2.13.- 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 Préstamos en el Pasivo Corriente.

#### **2.14.- 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.

#### **2.15.- Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar.**

Los acreedores 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.

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

Los préstamos, obligaciones con el público 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 integrales 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.

#### **2.17.- Impuesto a la renta e impuestos diferidos.**

El gasto por impuesto a la renta del ejercicio comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados integrales, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en otros resultados integrales o en el patrimonio. En este caso, el impuesto también se reconoce en el patrimonio.

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.

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

### **2.18.1.- 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.

### **2.18.2.- 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.

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

Los beneficios por cese, que no califican con lo descrito en el punto 2.18.2., 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.

### 2.18.4.- 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.

## 2.19.- 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.

## 2.20.- 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.

## **2.21.- 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, devoluciones, 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.

### **2.21.1.- 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.

### **2.21.2.- Ventas de bienes.**

Las ventas de bienes se reconocen cuando la Sociedad ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente de cumplirse que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar hasta que los productos se han enviado al lugar concreto, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente, y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el ejercicio de aceptación ha finalizado, o bien la Sociedad tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para la aceptación.

Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de la venta. Se asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

### **2.21.3.- Ingresos por intereses.**

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

## **2.22.- 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.

#### **2.23.- Activos no corrientes disponibles para la venta.**

Los activos no corrientes (o grupos en enajenación) se clasifican como activos disponibles para la venta y se reconocen al menor valor entre su importe en libros y el valor razonable menos los costos necesarios para su venta, si su importe en libros se recuperará principalmente a través de una transacción de venta en lugar de a través del uso continuado.

#### **2.24.- Distribución de dividendos.**

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio 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.

### **3.1.2. Mercado de distribución de electricidad**

EMELARI participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 62.826 clientes en la Región de Arica y Parinacota, con ventas físicas que alcanzaron a 58 GWh al cierre del período comprendido entre enero y marzo de 2010.

#### **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 cuarto trimestre de 2009, vía licitación pública se firmó el contrato de suministro de energía y potencia con Edelnor 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 rigen hasta el 31 de octubre de 2010.

### **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 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, la deuda financiera de EMELARI alcanzó a M\$ 8.557.462, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	8.557.462	100%
Deuda en US\$ u otras moneda extranjera	0	0%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>8.557.462</b>	<b>100%</b>
2009	M\$	%
Deuda en pesos o UF	8.550.028	100%
Deuda en US\$ u otras moneda extranjera	0	0%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>8.550.028</b>	<b>100%</b>

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 positivo de M\$ 13.701.

2010		UF	M\$
AL	No se amortiza en 3 meses	105.000	2.199.002
31-12-2009	Efecto amortización	302.667	19.544
<b>Al 31/03/2010</b>		<b>105.000</b>	<b>2.204.845</b>
<b>Efecto por unidad de reajuste</b>			<b>13.701</b>

2009		UF	M\$
AL	No se amortiza en 3 meses	407.667	8.745.505
31-12-2008	Efecto amortización	2.667	500
<b>Al 31/03/2009</b>		<b>407.667</b>	<b>8.544.607</b>
<b>Efecto por unidad de reajuste</b>			<b>201.398</b>

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\$ 22.048 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.

2010	M\$	%
Deuda a tasa Fija	6.346.124	74%
Deuda a tasa variable	2.211.338	26%
<b>Total deuda Financiera</b>	<b>8.557.462</b>	<b>100%</b>

2009	M\$	%
Deuda a tasa Fija	846.452	10%
Deuda a tasa variable	7.703.576	90%
<b>Total deuda Financiera</b>	<b>8.550.028</b>	<b>100%</b>

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\$ 5.528 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.

La deuda financiera de Emelari posee un plazo promedio de 3 años y el 73% se ha estructurado a largo plazo, mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

El flujo que genera la deuda financiera de Emelari se ha estructurado en un 73% y 34% a largo plazo para los ejercicios 2010 y 2009, respectivamente, mediante créditos bancarios como se indica en los siguientes cuadros:

M\$ al 31/03/10	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	TOTAL
Bancos	2.590.355	7.015.206	0	0	0	9.605.561
Efectos de comercio	0	0	0	0	0	0
Bonos	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>2.590.355</b>	<b>7.015.206</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.605.561</b>
	27%	73%	0%	0%	0%	100%

M\$ al 31/12/09	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	TOTAL
Bancos	5.832.178	2.729.099	230.968	0	0	8.792.245
Efectos de comercio	0	0	0	0	0	0
Bonos	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>5.832.178</b>	<b>2.729.099</b>	<b>230.968</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8.792.245</b>
	66%	31%	3%	0%	0%	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 dos clientes más grandes equivalen a un 6% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2010	Ventas	Clientes
Residencial	42,69%	55.587
Industrial	20,05%	630
Comercial	28,62%	5.735
Otros	8,64%	874
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>62.826</b>

2009	Ventas	Clientes
Residencial	43,18%	54.573
Industrial	20,92%	611
Comercial	27,88%	5.736
Otros	8,02%	854
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>61.774</b>

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 45% 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 2010, 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. 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 2010. 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 2010 M\$	Valor Libro al 31-03-2010 M\$	Valor Justo al 31-03-2010 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	8.557.462	8.767.875	2,5%

  

Pasivos Financieros 2009 M\$	Valor Libro al 31-12-2009 M\$	Valor Justo al 31-12-2009 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	8.550.028	8.666.494	1,4%

### 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. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

#### **4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).**

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad (“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° 18, se presenta información adicional al respecto.

#### **4.3.- Tasaciones de propiedad, plantas y equipos.**

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, plantas y equipos. Las tasaciones vinculadas con las redes de transmisión 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 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 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Efectivo en caja.	119.260	136.452
Saldos en bancos.	112.119	21.096
<b>Total</b>	<b>231.379</b>	<b>157.548</b>

Este rubro está denominado en pesos chilenos.

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

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

La composición del rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Deudores comerciales, neto.	4.368.599	4.474.648	112.177	149.494
Otras cuentas por cobrar, neto.	241.600	721.380	116.728	120.339
<b>Total</b>	<b>4.610.199</b>	<b>5.196.028</b>	<b>228.905</b>	<b>269.833</b>

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Deudores comerciales, bruto.	4.608.002	4.693.263	112.177	149.494
Otras cuentas por cobrar, bruto.	248.252	728.031	116.728	120.339
<b>Total</b>	<b>4.856.254</b>	<b>5.421.294</b>	<b>228.905</b>	<b>269.833</b>

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer y no deteriorados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	1.939.937	2.732.699	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	150.948	177.837	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	318.771	428.056	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	228.905	269.833
<b>Total</b>	<b>2.409.656</b>	<b>3.338.592</b>	<b>228.905</b>	<b>269.833</b>

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos, pero no deteriorados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	Corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Vencidas antes de tres meses	2.065.744	1.757.671
Vencidas entre tres y seis meses.	72.291	39.659
Vencidas entre seis y doce meses.	67.053	76.871
Vencidas después de doce meses.	241.510	208.501
<b>Total</b>	<b>2.446.598</b>	<b>2.082.702</b>

El detalle del deterioro de deudores comerciales al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Deudores comerciales.	239.404	220.363
Otras cuentas por cobrar.	6.651	4.903
<b>Total</b>	<b>246.055</b>	<b>225.266</b>

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Saldo inicial.	225.266	220.363
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del período.	0	(74.800)
Aumento (disminución) del período.	20.789	79.703
<b>Total</b>	<b>246.055</b>	<b>225.266</b>

El detalle en resultados del deterioro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, por rubros es el siguiente:

Efecto en resultado del período de la provisión	Saldo al	
	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$
Deudores comerciales.	20.789	34.499
<b>Total</b>	<b>20.789</b>	<b>34.499</b>

El valor justo de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere de manera significativa de los saldos presentados en los estados financieros individuales. 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 de que la Sociedad no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza autorizadas por la reglamentación eléctrica.

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 30 días, 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, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

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

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

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

La composición del rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 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	
							31-03-2010	31-12-2009	31-03-2010	31-12-2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz	CL \$	0	0	122	122
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	931	11	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.017	556	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	336	737	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.241	2.505	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	50.045	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	119.969	95.083	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	2.027	2.022
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	54.148	37.066	0	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	3.130	0	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	15	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.354.880	1.108.067	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	969	5.618	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.332	7.587	0	0
<b>Total</b>							<b>1.588.998</b>	<b>1.257.245</b>	<b>2.149</b>	<b>2.144</b>

No existen provisiones de cuentas por cobrar debido a que el plazo máximo de cobro es a 90 días de efectuada la facturación.

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

La composición del rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 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	
							31/03/2010	31/12/2009	31/03/2010	31/12/2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	94.055	14.444	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	41.033	0	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz	CL \$	0	0	15.962	15.920
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	45	0	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	71	177	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	18.766	0	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	562	723	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.120	4.645	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	28.535	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	6.654	6.636
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	4	0	0	0
77.363.350-9	Emel Inversiones Chile Ltda.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	19.519	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	11.680	14.658	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	18.192	14.661	0	0
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	9.098	28.697	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	39.512	71.379	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	275.690	406.858	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	16.001	4.959	0	0
<b>Total</b>							<b>574.883</b>	<b>561.201</b>	<b>22.616</b>	<b>22.556</b>

### 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 2010 y 2009.

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01/01/2010 31/03/2010 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	01/01/2009 31/03/2009 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Indirecta	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	246.536	2.087	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	0	0	8.594.941	7.860
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	0	0	8.156.913	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	280.892	(280.892)	296.305	(296.305)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	CL \$	19.016	0	171.465	(28.745)
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	30.439	0	0	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	47.969	47.969	48.359	48.359
77.072.240-3	Esmec Ltda.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	0	0	12.051	(12.051)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	10.184	(10.184)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	255	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	3.997	3.997	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	29.401	(29.401)	14.281	(14.281)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	95.176	(95.176)	8.334	(8.334)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	1.897	1.897	7.290	7.290
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	173.647	(26.173)	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	96	(96)	17.404	(17.404)
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	3.284	0	0	0
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	28.561	(28.561)	0	0
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	0	0	9.940	9.940

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

El Directorio de Emelari S.A. 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 13 de abril de 2009, decidió que los señores Directores no percibirán remuneración de ningún tipo.

#### 7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultado del Equipo Gerencial, por el período terminado al 31 de marzo de 2010 y 31 de marzo de 2009, son los siguientes:

Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	01/01/2010 31/03/2010	01/01/2009 31/03/2009
	M\$	M\$
Salarios.	15.022	15.015
Correcciones de valor y beneficios no monetarios.	0	1.147
Beneficios a corto plazo para los empleados.	3.689	3.687
<b>Total</b>	<b>18.711</b>	<b>19.849</b>

La Sociedad ha establecido para sus ejecutivos 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 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Clases de inventarios	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Mercaderías para la venta.	4.912	4.912
Trabajos en curso.	1.782	2.989
Provisión de deterioro.	(3.438)	(3.438)
<b>Total</b>	<b>3.256</b>	<b>4.463</b>

Información adicional de inventarios:

Otra información de inventarios	01-01-2010 31-03-2010 M\$	01-01-2009 31-03-2009 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	0	168
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	0	1.116
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período.	607	116.045

Las reversiones están dadas por liquidaciones de inventarios.

## 9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS

El detalle de este rubro es el siguiente para los períodos finalizados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

Activos por impuestos	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Pagos provisionales mensuales.	633.015	528.298
Rebajas al impuesto.	47.699	23.929
Ley N° 19.946 de 2004 incentivo al desarrollo regiones extremas.	215.120	215.120
<b>Total</b>	<b>895.834</b>	<b>767.347</b>

Pasivos por impuestos	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	490.551	423.663
<b>Total</b>	<b>490.551</b>	<b>423.663</b>

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

Activos / pasivos por impuestos, neto	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	405.283	343.684
Pasivos por impuestos por pagar.	0	0

## 10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente para los períodos finalizados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Gastos pagados por anticipado.	33.531	4.293
Garantías de arriendo.	2.750	1.999
<b>Total</b>	<b>36.281</b>	<b>6.292</b>

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

### 11.1.- Composición del rubro.

Al 31 de marzo de 2010

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 31/12/2009 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro ncremento (decremento) M\$	Saldo al 31/03/2010 M\$
Inversiones en asociadas.	5.551.068	177.250	0	0	(53.175)	5.675.143
<b>TOTALES</b>	<b>5.551.068</b>	<b>177.250</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(53.175)</b>	<b>5.675.143</b>

Al 31 de diciembre de 2009

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2009 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro ncremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2009 M\$
Inversiones en asociadas.	5.105.723	880.514	(901)	(443.338)	8.169	5.551.068
<b>TOTALES</b>	<b>5.105.723</b>	<b>880.514</b>	<b>(901)</b>	<b>(443.338)</b>	<b>8.169</b>	<b>5.551.068</b>

Con fecha 10 de noviembre del 2009, Empresa Eléctrica de Arica S.A. vende su participación en Essei S.A. a Empresas Emel S.A., todo esto como parte del proceso de reorganización de Empresas Emel S.A., la cual paga a Empresa Eléctrica de Arica S.A. la suma de M\$ 1.200 por compra de 1.200.000 acciones de Essei S.A.

## 11.2.- Inversiones en asociadas.

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

Saldo al 31 de marzo de 2010.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al
					31/12/2009					31/03/2010
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	13,1220%	13,1220%	4.602.080	166.817	0	0	(50.045)	4.718.852
Transemel S.A.	Chile	CL \$	5,0000%	5,0000%	948.988	10.433	0	0	(3.130)	956.291
<b>TOTALES</b>					<b>5.551.068</b>	<b>177.250</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(53.175)</b>	<b>5.675.143</b>

Saldos al 31 de diciembre de 2009.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al
					01-01-2009					31-12-2009
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	13,1220%	13,1220%	4.170.609	817.140	0	(393.838)	8.169	4.602.080
Transemel S.A.	Chile	CL \$	5,0000%	5,0000%	935.114	63.374	0	(49.500)	0	948.988
Estudios, Servicios e Inversiones S.A.	Chile	CL \$	0,0000%	0,0000%	0	0	(901)	0	0	0
<b>TOTALES</b>					<b>5.105.723</b>	<b>880.514</b>	<b>(901)</b>	<b>(443.338)</b>	<b>8.169</b>	<b>5.551.068</b>

Inversiones con cotización pública:

El valor razonable de las inversiones en asociadas con cotización pública asciende a M\$10.020.570.- al 31 de marzo de 2010 y M\$ 9.964.579.- al 31 de diciembre de 2009 el cual corresponde a inversión en Elecda S.A:

## 11.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Inversiones en asociadas	31-03-2010									
	% 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.	13,1220%	17.867.757	55.757.274	73.625.031	24.326.996	13.336.612	37.663.608	20.218.818	(18.947.541)	1.271.277
Transemel S.A.	5,0000%	2.286.728	24.744.670	27.031.398	1.777.534	6.128.031	7.905.565	788.833	(580.170)	208.663
<b>TOTALES</b>		<b>20.154.485</b>	<b>80.501.944</b>	<b>100.656.429</b>	<b>26.104.530</b>	<b>19.464.643</b>	<b>45.569.173</b>	<b>21.007.651</b>	<b>(19.527.711)</b>	<b>1.479.940</b>

Inversiones en asociadas	31-12-2009									
	% 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.	13,1220%	16.677.601	55.646.364	72.323.965	21.542.274	15.710.161	37.252.435	93.386.345	(87.159.085)	6.227.260
Transemel S.A.	5,0000%	2.022.046	24.889.804	26.911.850	1.664.112	6.267.969	7.932.081	3.531.979	(2.264.494)	1.267.485
<b>TOTALES</b>		<b>18.699.647</b>	<b>80.536.168</b>	<b>99.235.815</b>	<b>23.206.386</b>	<b>21.978.130</b>	<b>45.184.516</b>	<b>96.918.324</b>	<b>(89.423.579)</b>	<b>7.494.745</b>

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

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

Este rubro está compuesto por programas informáticos y servidumbre. Su detalle al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Programas informáticos, neto.	47.665	52.383
Otros activos intangibles identificables, neto.	1.128	1.128
<b>Total</b>	<b>48.793</b>	<b>53.511</b>

Clases de activos intangibles, bruto	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Programas informáticos, bruto.	731.279	731.279
Otros activos intangibles identificables, bruto.	1.128	1.128
<b>Total</b>	<b>732.407</b>	<b>732.407</b>

Amortización acumulada y deteriro del valor, activos intangibles	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	683.614	678.896
<b>Total</b>	<b>683.614</b>	<b>678.896</b>

Amortización acumulada y deteriro del valor, activos intangibles	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	683.614	678.896
<b>Total</b>	<b>683.614</b>	<b>678.896</b>

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro de intangibles al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	4	4

El movimiento de intangibles al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	2010		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	52.383	1.128	53.511
Amortización.	(4.718)	0	(4.718)
Cambios, total	(4.718)	0	(4.718)
<b>Saldo final activos intangibles identificables al 31 de marzo de 2010</b>	<b>47.665</b>	<b>1.128</b>	<b>48.793</b>

  

Movimientos en activos intangibles	2009		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	68.889	0	68.889
Adiciones.	2.117	1.128	3.245
Amortización.	(18.623)	0	(18.623)
Cambios, total	(16.506)	1.128	(15.378)
<b>Saldo final activos intangibles al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>52.383</b>	<b>1.128</b>	<b>53.511</b>

El detalle del importe de Activos Intangibles Identificables Individuales Significativos y su período de amortización al 31 de marzo de 2010, es el siguiente:

Detalle de activos intangibles identificables individuales significativos	Importe en libros de activo individual intangible significativo	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
	M\$	
Servidumbres.	1.128	Vida útil indefinida
<b>Total</b>	<b>1.128</b>	

El cargo a resultados por amortización de intangibles, registrado en el gasto de administración, al 31 de marzo de 2010 y 2009.

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01/01/2010 31/03/2010	01/01/2009 31/03/2009
	M\$	M\$
Gastos de administración.	4.718	4.586
<b>Total</b>	<b>4.718</b>	<b>4.586</b>

## 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 no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y, en consecuencia, no están sujetos a amortización.

### Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Las concesiones para establecer, operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile, provienen de los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12. No existen intangibles identificables registrados por este concepto.

La vida útil de todos los activos intangibles indefinidos previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio 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 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Rut	Sociedad	Movimientos 2009		Movimientos 2010
		Saldo al 01-01-2009 M\$	Saldo al 31-12-2009 M\$	Saldo al 31-03-2010 M\$
96.541.920-9	Elecda S.A.	362.645	362.645	362.645
<b>Totales</b>		<b>362.645</b>	<b>362.645</b>	<b>362.645</b>

### Prueba de deterioro de la plusvalía comprada.

El Grupo EMEL evalúa anualmente si la plusvalía comprada ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 2.8. 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 Emel S.A., 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, aplicados en el período 2010 y 2009 fue de 9,5%.

Como resultado de estas pruebas el Grupo Emel determinó que no existían indicios de deterioro a la plusvalía comprada.

#### 14.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de marzo de 2010 y, 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Saldo Inicial	903.831	735.748
Adiciones, propiedades de inversión.	0	183.864
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	(4.521)	(15.781)
<b>Cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable, total</b>	<b>(4.521)</b>	<b>168.083</b>
<b>Total</b>	<b>899.310</b>	<b>903.831</b>

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 siempre al menos cada tres años. La última reevaluación corresponde a diciembre de 2008.

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	899.310	903.831
<b>Total</b>	<b>899.310</b>	<b>903.831</b>

##### 14.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01/01/2010 31/03/2010 M\$	01/01/2009 31/03/2009 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	49.721	45.279
Importes de gastos directos de operación de las propiedades de inversión generadoras de ingresos de alquileres.	4.521	3.754

## 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.	40	60
Vida útil para planta y equipo.	20	45
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	3	3
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	10	25
Vida útil para vehículos de motor.	5	10

### 15.2.- Detalle de los Rubros.

La composición de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
<b>Construcciones en curso.</b>	<b>682.524</b>	<b>829.911</b>
<b>Terrenos.</b>	<b>699.003</b>	<b>699.003</b>
<b>Edificios.</b>	<b>2.615.472</b>	<b>2.635.553</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>13.141.580</b>	<b>12.966.890</b>
Subestaciones de poder.	3.774.497	3.801.397
Subestaciones de distribución.	1.634.751	1.596.894
Líneas y redes de media y baja tensión.	7.193.688	7.011.648
Medidores.	538.644	556.951
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>11.237</b>	<b>14.573</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>439.227</b>	<b>422.717</b>
Equipos de comunicaciones.	39.594	41.237
Herramientas.	128.227	132.944
Muebles y útiles.	50.887	51.919
Instalaciones y accesorios diversos.	220.519	196.617
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>125.047</b>	<b>132.823</b>
<b>Otras propiedades, plantas y equipos.</b>	<b>260.348</b>	<b>235.373</b>
<b>Total</b>	<b>17.974.438</b>	<b>17.936.843</b>

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
<b>Construcciones en curso.</b>	<b>682.524</b>	<b>829.911</b>
<b>Terrenos.</b>	<b>699.003</b>	<b>699.003</b>
<b>Edificios.</b>	<b>3.468.794</b>	<b>3.468.794</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>19.501.368</b>	<b>19.199.074</b>
Subestaciones de poder.	4.188.168	4.188.168
Subestaciones de distribución.	2.780.807	2.722.925
Líneas y redes de media y baja tensión.	11.290.750	11.046.338
Medidores.	1.241.643	1.241.643
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>66.136</b>	<b>66.136</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>1.015.108</b>	<b>985.515</b>
Equipos de comunicaciones.	113.410	113.410
Herramientas.	454.504	453.579
Muebles y útiles.	114.223	113.519
Instalaciones y accesorios diversos.	332.971	305.007
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>413.418</b>	<b>413.418</b>
<b>Otras propiedades, plantas y equipos.</b>	<b>260.348</b>	<b>235.373</b>
<b>Total</b>	<b>26.106.699</b>	<b>25.897.224</b>

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
<b>Edificios.</b>	<b>853.322</b>	<b>833.241</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>6.359.788</b>	<b>6.232.184</b>
Subestaciones de poder.	413.671	386.771
Subestaciones de distribución.	1.146.056	1.126.031
Líneas y redes de media y baja tensión.	4.097.062	4.034.690
Medidores.	702.999	684.692
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>54.899</b>	<b>51.563</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>575.881</b>	<b>562.798</b>
Equipos de comunicaciones.	73.816	72.173
Herramientas.	326.277	320.635
Muebles y útiles.	63.336	61.600
Instalaciones y accesorios diversos.	112.452	108.390
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>288.371</b>	<b>280.595</b>
<b>Total</b>	<b>8.132.261</b>	<b>7.960.381</b>

El ítem Otras propiedades, plantas y equipos 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, plantas y equipos.

El siguiente cuadro muestra el detalle de reconciliación de cambios en propiedades plantas y equipos, por clases al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

Al 31 de marzo 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
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2010</b>		<b>829.911</b>	<b>699.003</b>	<b>2.635.553</b>	<b>12.966.890</b>	<b>14.573</b>	<b>422.717</b>	<b>132.823</b>	<b>235.373</b>	<b>17.936.843</b>
Cambios	Adiciones.	244.703	0	0	0	0	29.593	0	4.005	278.301
	Retiros.	0	0	0	(41.150)	0	0	0	735	(40.415)
	Gasto por depreciación.	0	0	(20.081)	(156.015)	(3.336)	(13.083)	(7.776)	0	(200.291)
	Otros incrementos (decrementos).	(392.090)	0	0	371.855	0	0	0	20.235	0
<b>Total cambios</b>		<b>(147.387)</b>	<b>0</b>	<b>(20.081)</b>	<b>174.690</b>	<b>(3.336)</b>	<b>16.510</b>	<b>(7.776)</b>	<b>24.975</b>	<b>37.595</b>
<b>Saldo Final al 31 de marzo de 2010</b>		<b>682.524</b>	<b>699.003</b>	<b>2.615.472</b>	<b>13.141.580</b>	<b>11.237</b>	<b>439.227</b>	<b>125.047</b>	<b>260.348</b>	<b>17.974.438</b>

Al 31 de diciembre de 2009.

Movimiento año 2009		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2009</b>		<b>493.284</b>	<b>699.003</b>	<b>2.596.391</b>	<b>13.293.365</b>	<b>33.310</b>	<b>387.318</b>	<b>143.862</b>	<b>104.743</b>	<b>17.751.276</b>
Cambios	Adiciones.	982.018	0	122.804	0	0	0	5.012	0	1.109.834
	Retiros.	0	0	0	(103.376)	0	(17.883)	0	0	(121.259)
	Gasto por depreciación.	0	0	(83.642)	(619.938)	(18.737)	(49.334)	(31.357)	0	(803.008)
	Otros incrementos (decrementos).	(645.391)	0	0	396.839	0	102.616	15.306	130.630	0
<b>Total cambios</b>		<b>336.627</b>	<b>0</b>	<b>39.162</b>	<b>(326.475)</b>	<b>(18.737)</b>	<b>35.399</b>	<b>(11.039)</b>	<b>130.630</b>	<b>185.567</b>
<b>Saldo Final al 31 de diciembre de 2009</b>		<b>829.911</b>	<b>699.003</b>	<b>2.635.553</b>	<b>12.966.890</b>	<b>14.573</b>	<b>422.717</b>	<b>132.823</b>	<b>235.373</b>	<b>17.936.843</b>

**15.4.- Política de inversiones en propiedades, plantas y equipos.**

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 Propiedad, planta y Equipo.**

Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución eléctrica se revalorizaron por última vez el 31 de diciembre de 2008. 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.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	244.703	982.018

**15.6.- Costo por intereses.**

Durante los períodos finalizados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 no han existido proyectos, que de acuerdo con NIC 23, califiquen para capitalización de intereses.

**15.7.- Información a considerar sobre los activos revaluados.**

Los terrenos, construcciones y edificios, los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. Las tasaciones de propiedad de plantas y equipos son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables y siempre al menos cada tres años. La última reevaluación corresponde a diciembre de 2008.

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

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 2008 asciende a 4,1 % 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 el período 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 Reevaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido directamente a la cuenta utilidades retenidas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que este fuera utilizado por la Sociedad.

Valor libros según modelo del costo de los bienes revaluados:

Valor de libros del activo fijo revaluado según el modelo del costo	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Terrenos.	688.994	688.994
Edificios.	1.911.182	1.921.148
Planta y equipos.	8.378.319	8.498.316
<b>Total</b>	<b>10.978.495</b>	<b>11.108.458</b>

Movimiento de reservas de revaluación.

Valor revaluado del activo fijo	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
<b>Saldo inicial</b>	<b>3.875.697</b>	<b>4.287.597</b>
Retiros de activo fijo revaluado.	(8.422)	(33.010)
Reciclaje desde reserva revaluacion a utilidades acumuladas.	(92.317)	(378.890)
<b>Movimiento del periodo</b>	<b>(100.739)</b>	<b>(411.900)</b>
<b>Total</b>	<b>3.774.958</b>	<b>3.875.697</b>

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

Valor de libros según modelo del costo del activo fijo no revaluado	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Construcción en curso	682.524	829.911
Planta y equipos	1.702.601	1.317.291
Equipamiento de tecnologías de la información	11.237	14.573
Instalaciones fijas y accesorios	439.227	422.717
Vehículos de motor	125.047	132.823
Otras propiedades, planta y equipo	260.349	235.373
<b>Total</b>	<b>3.220.985</b>	<b>2.952.688</b>

## 16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

### 16.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Relativos a acumulaciones (o devengos).	16.129	22.743
Relativos a provisiones.	111.486	125.980
Relativos a otros.	14.000	14.000
<b>Total</b>	<b>141.615</b>	<b>162.723</b>

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

### 16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Relativos a depreciaciones.	85.040	80.166
Relativos a amortizaciones.	11.696	0
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipo.	695.720	712.845
Relativos a créditos fiscales.	232.640	232.799
<b>Total</b>	<b>1.025.096</b>	<b>1.025.810</b>

### 16.3.- Movimientos de impuestos diferidos del estado de situación financiera.

Los movimientos de los impuestos diferidos del estado de situación financiera son los siguientes:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
<b>Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.</b>	<b>162.723</b>	<b>415.528</b>
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(21.108)	(252.805)
<b>Cambios en activos por impuestos diferidos, total</b>	<b>(21.108)</b>	<b>(252.805)</b>
<b>Total</b>	<b>141.615</b>	<b>162.723</b>

  

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
<b>Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.</b>	<b>1.025.810</b>	<b>1.270.002</b>
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(714)	(244.192)
<b>Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total</b>	<b>(714)</b>	<b>(244.192)</b>
<b>Total</b>	<b>1.025.096</b>	<b>1.025.810</b>

#### 16.4.- Compensación de partidas.

Los impuestos diferidos activos y pasivos se componen 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	Valores compensados	Saldos netos al cierre
	M\$	M\$	M\$
<b>31-03-2010</b>			
- Activos por impuestos diferidos	141.615	(141.615)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.025.096)	141.615	(883.481)
<b>Total</b>	<b>(883.481)</b>	<b>0</b>	<b>(883.481)</b>
<b>31-12-2009</b>			
- Activos por impuestos diferidos	162.723	(162.723)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.025.810)	162.723	(863.087)
<b>Total</b>	<b>(863.087)</b>	<b>0</b>	<b>(863.087)</b>

#### 17.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

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

Pasivos financieros	Moneda	31/03/2010		31/12/2009	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL\$	53.127	0	0	0
Préstamos bancarios.	UF	2.220.056	6.284.279	5.720.130	2.829.898
<b>Total préstamos bancarios</b>		<b>2.273.183</b>	<b>6.284.279</b>	<b>5.720.130</b>	<b>2.829.898</b>
<b>Total</b>		<b>2.273.183</b>	<b>6.284.279</b>	<b>5.720.130</b>	<b>2.829.898</b>

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

Saldo al 31 de marzo de 2010.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes	
								Vencimientos 3 a 12 meses	Total corrientes 31-03-2010	Vencimientos más de 2 hasta 3 años	Total no corrientes 31-03-2010
								M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Emelari S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,42%	5,42%	Sin Garantía	53.127	53.127	5.428.805	5.428.805
Chile	Emelari S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	1,71%	1,71%	Sin Garantía	2.211.338	2.211.338	0	0
Chile	Emelari S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	7,20%	5,42%	Sin Garantía	8.718	8.718	855.474	855.474
<b>Total</b>								<b>2.273.183</b>	<b>2.273.183</b>	<b>6.284.279</b>	<b>6.284.279</b>

Saldo al 31 de diciembre de 2009.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes		
								Vencimientos			Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
								hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		31-12-2009	1 hasta 2 años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Chile	Emelari S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	3,01%	2,25%	Sin Garantía	5.494.497	0	0	5.494.497	0	0	0
Chile	Emelari S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,83%	2,30%	Sin Garantía	21.917	0	0	21.917	2.187.163	0	2.187.163
Chile	Emelari S.A.	BancoEstado	UF	Mensual	9,52%	6,20%	Con Garantía	16.976	50.928	135.812	203.716	0	642.735	642.735
<b>Total</b>								<b>5.533.390</b>	<b>50.928</b>	<b>135.812</b>	<b>5.720.130</b>	<b>2.187.163</b>	<b>642.735</b>	<b>2.829.898</b>

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

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Proveedores de energía.	1.828.129	1.793.231	0	0
Retenciones.	341.524	403.946	0	0
Dividendos por pagar.	43.277	49.797	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	104.329	276.511	0	0
Otras cuentas por pagar. (**)	351.951	465.519	85.169	85.162
<b>Total</b>	<b>2.669.210</b>	<b>2.989.004</b>	<b>85.169</b>	<b>85.162</b>

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

### 18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Vacaciones del personal.	53.136	73.708
Bonificaciones de feriados.	10.600	41.196
Participación sobre resultados	40.593	161.607
<b>Total</b>	<b>104.329</b>	<b>276.511</b>

### 18.2.- Otras cuentas por pagar.

(**) Otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Proveedores no energéticos.	70.699	178.712	0	0
Acreedores varios.	241.352	245.661	85.169	85.162
Otros.	39.899	41.146	0	0
<b>Total</b>	<b>351.951</b>	<b>465.519</b>	<b>85.169</b>	<b>85.162</b>

## 19.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

### 19.1.- Provisiones – Saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	12.494	12.406
<b>Total</b>	<b>12.494</b>	<b>12.406</b>

#### 19.1.1.-Provisión de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra EMELARI S.A., 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.

Al 31 de marzo de 2010.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales M\$	Por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	12.406	0	12.406
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	4.398	0	4.398
Provisión utilizada.	(4.310)	0	(4.310)
<b>Total cambios en provisiones</b>	<b>88</b>	<b>0</b>	<b>88</b>
Saldo final al 31 de marzo de 2010	12.494	0	12.494

Al 31 de diciembre de 2009.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales M\$	Por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	4.482	60.160	64.642
Provisiones adicionales.	1.800	0	1.800
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	19.948	(60.160)	(40.212)
Provisión utilizada.	(13.824)	0	(13.824)
<b>Total cambios en provisiones</b>	<b>7.924</b>	<b>(60.160)</b>	<b>(52.236)</b>
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	12.406	0	12.406

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

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

### 20.1.- Detalle del rubro.

Obligaciones post empleo y otros beneficios	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	664.587	641.373
<b>Total</b>	<b>664.587</b>	<b>641.373</b>

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial	668.726	603.421
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	12.212	45.669
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	11.002	43.719
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	0	(19.141)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	0	(4.942)
<b>Total</b>	<b>691.940</b>	<b>668.726</b>

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.	691.940	668.726
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	691.940	668.726
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	(27.353)	(27.353)
<b>Total</b>	<b>664.587</b>	<b>641.373</b>

### 20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados integrales.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Línea del estado de resultados en la que se ha reconocido
	01/01/2010 31/03/2010 M\$	01/01/2009 31/03/2009 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	12.212	11.432	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	11.002	10.930	Costos Financieros .
<b>Total gastos reconocidos en resultados</b>	<b>23.214</b>	<b>22.362</b>	

## 20.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	31-03-2010	31-03-2009
Tasa de descuento utilizada.	3	3
Tasa de inflación.	4	4
Aumento futuros de salarios.	2	2
Tabla de mortalidad.	B-2006	
Tabla de invalidez.	PDT 1985- Cat III	
Tabla de rotación.	ESA-77	

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

## 21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Ingresos diferidos. (*)	56.879	49.534	111.318	111.318
<b>Total</b>	<b>56.879</b>	<b>49.534</b>	<b>111.318</b>	<b>111.318</b>

### 21.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes		No Corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	8.979	20.974	0	0
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	1.368	1.398	0	0
Garantías (pago anticipado de clientes).	46.532	27.162	111.318	111.318
<b>Total</b>	<b>56.879</b>	<b>49.534</b>	<b>111.318</b>	<b>111.318</b>

El movimiento de este rubro por el período al 31 de marzo de 2010 y 2009 es el siguiente:

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	160.852	125.800
Adiciones.	70.797	387.580
Imputación a resultados.	(63.452)	(352.528)
<b>Total</b>	<b>168.197</b>	<b>160.852</b>

## 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	01/01/2010 31/03/2010	01/01/2009 31/03/2009
	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	106.820	172.815
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	(69.154)	(121.983)
<b>Margen de contratos en construcción</b>	<b>37.666</b>	<b>50.832</b>

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

Detalle	31/03/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	567	20.042
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	8.979	20.974

## 22.- PATRIMONIO NETO.

### 22.1.- Capital suscrito y pagado.

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

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

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

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, 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 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 ejercicios presentados.

### 22.3.- Política de Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 14 de abril de 2009, 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 2009.

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 13 de abril de 2009 aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 77 de \$ 3,560209 por acción, moción que fue aprobada por la Junta de Accionistas, el cual se pagó el 24 de abril de 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 335 de fecha 27 de mayo de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 78 de \$ 3,100000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 338 de fecha 26 de agosto de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 79 de \$ 2,900000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 29 de septiembre de 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 341 de fecha 25 de noviembre de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 80 de \$ 1,600000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 23 de diciembre de 2009.

### 22.5.- Reservas.

#### 22.5.1.- Superavit 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 utilidades retenidas.

#### 22.5.2.- Otras reservas.

- a) Reservas para dividendos propuestos, corresponde al fondo para dividendos eventuales en ejercicios futuros dispuestas por las respectivas Juntas de Accionistas por un monto de M\$ 640.164.
- b) Desafectación de la Revalorización del Capital Propio, revalorización incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo, desafectada para el ejercicio 2008, de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 por un monto de M\$ (650.538).

- c) Utilidad por venta de acciones por un monto de M\$ 70.431.
- d) Otras reservas legales y estatutarias por un monto de M\$ 191.607.

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

Para el período terminado al 31 de marzo de 2010 y 2009 no hay movimientos de otros resultados integrales.

**23- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.**

23.1.- Ingresos ordinarios.

El siguiente es el detalle de los ingresos ordinarios para los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2010 31-03-2010  M\$	01-01-2009 31-03-2009  M\$
<b>Ventas</b>	<b>6.320.569</b>	<b>7.393.737</b>
Venta de energía.	6.317.773	7.263.978
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	2.796	129.759
<b>Prestaciones de servicios</b>	<b>580.199</b>	<b>719.748</b>
Peajes y transmisión.	208.666	203.351
Arriendo de equipos de medida.	41.265	67.419
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	13.879	13.109
Apoyos en postación.	18.484	78.407
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	225.319	274.540
Otras prestaciones.	72.586	82.922
<b>Total</b>	<b>6.900.768</b>	<b>8.113.485</b>

23.2.- Otros ingresos por función.

El siguiente es el detalle de otros ingresos de operación para los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.

Otros ingresos por función	01-01-2010 31-03-2010  M\$	01-01-2009 31-03-2009  M\$
Arriendo de oficinas.	49.721	45.279
Ingresos financieros.	86.505	151.385
<b>Total</b>	<b>136.226</b>	<b>196.664</b>

## 24.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

### 24.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01/01/2010 31/03/2010	01/01/2009 31/03/2009
	M\$	M\$
Compra de energía.	5.222.008	6.190.656
Gastos de personal.	301.628	266.273
Gastos de operación y mantenimiento.	288.083	395.659
Gastos de administración.	559.991	495.325
Depreciación.	200.291	200.721
Amortización.	4.718	4.586
<b>Total</b>	<b>6.576.719</b>	<b>7.553.220</b>

### 24.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	221.562	194.374
Beneficios a corto plazo a los empleados.	28.837	28.676
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	12.212	11.432
Otros gastos de personal.	39.017	31.791
<b>Total</b>	<b>301.628</b>	<b>266.273</b>

### 24.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	M\$	M\$
<b>Depreciación</b>		
Costo de ventas.	191.155	190.851
Gasto de administración.	9.136	9.870
<b>Total depreciación</b>	<b>200.291</b>	<b>200.721</b>
<b>Amortización</b>		
Gasto de administración.	4.718	4.586
<b>Total amortización</b>	<b>4.718</b>	<b>4.586</b>
<b>Total</b>	<b>205.009</b>	<b>205.307</b>

24.4.- Otras ganancias (pérdidas)

Detalle	01/01/2010	01/01/2009
	31/03/2010	31/03/2009
	M\$	M\$
<b>Otras ganancias (pérdidas)</b>		
Castigo de activo fijo	(40.416)	(43.458)
Actualización juicios	(735)	(2.689)
Venta chatarra	0	6.756
Otros ingresos	30	0
Otros egresos	0	(1.400)
<b>Total otras ganancias (pérdidas)</b>	<b>(41.121)</b>	<b>(40.791)</b>

25.- RESULTADO FINANCIERO.

El siguiente es el detalle del resultado financiero para los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.

Resultado financiero	01/01/2010	01/01/2009
	31/03/2010	31/03/2009
	M\$	M\$
<b>Ingresos financieros</b>		
Intereses comerciales.	83.491	142.067
Otros ingresos financieros.	3.014	9.318
<b>Total Ingresos financieros</b>	<b>86.505</b>	<b>151.385</b>
<b>Gastos financieros</b>		
Gastos por préstamos bancarios.	(151.337)	(128.181)
Otros gastos.	(11.002)	(10.929)
<b>Total gastos financieros</b>	<b>(162.339)</b>	<b>(139.110)</b>
<b>Unidad de reajuste</b>		
<b>Total resultados por unidades de reajuste</b>	<b>14.099</b>	<b>205.228</b>
<b>Diferencias de cambio</b>		
Positivas.	0	1.209
Negativas.	(60)	0
<b>Total diferencias de cambio</b>	<b>(60)</b>	<b>1.209</b>
<b>Total resultado financiero</b>	<b>(61.795)</b>	<b>218.712</b>

## 26.- GASTO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

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

El cargo a resultados por impuesto a las ganancias asciende a M\$ 63.512 en el período terminado al 31 de marzo de 2010 (M\$ 32.767 al 31 de marzo de 2009), según el siguiente detalle:

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2010	01/01/2009
	31/03/2010	31/03/2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes.	(64.982)	(124.627)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente.	(23.770)	(124.627)
Otros gastos por impuesto corriente.	(1.907)	1.585
<b>Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto</b>	<b>(43.119)</b>	<b>1.585</b>
Gasto diferido (ingreso) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	(20.393)	(34.352)
<b>Total gasto por impuestos diferidos a las ganancias, neto</b>	<b>(20.393)</b>	<b>(34.352)</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>(63.512)</b>	<b>(32.767)</b>

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01/01/2010	01/01/2009
	31/03/2010	31/03/2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(43.119)	1.585
<b>Total gasto por impuestos corrientes, neto</b>	<b>(43.119)</b>	<b>1.585</b>
Gasto por impuestos diferidos, neto, nacional.	(20.393)	(34.352)
<b>Total gasto por impuestos diferidos, neto</b>	<b>(20.393)</b>	<b>(34.352)</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>(63.512)</b>	<b>(32.767)</b>

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre la determinación de impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar tasa efectiva para los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2010 31/03/2010	01/01/2009 31/03/2009
	M\$	M\$
<b>Gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>(76.178)</b>	<b>(179.108)</b>
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles.	(26.092)	(24.733)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	(44.433)	(3.027)
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados.	(23.770)	(124.626)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	7.237	9
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>12.666</b>	<b>146.341</b>
<b>Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva</b>	<b>(63.512)</b>	<b>(32.767)</b>

## 27.- UTILIDAD 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	01-01-2010 31-03-2010	01-01-2009 31-03-2009
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	384.592	1.020.812
<b>Resultado disponible para accionistas comunes, básico</b>	<b>384.592</b>	<b>1.020.812</b>
Promedio ponderado de número de acciones, básico.	185.994.529	185.994.529
<b>Ganancias (pérdidas) básicas por acción (\$ por acción)</b>	<b>2,07</b>	<b>5,49</b>

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 (electricidad, servicios e inversiones).

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 2010 y 2009 es la siguiente:

## 28.2.- Cuadro de resultados integrales.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Servicios Regulados		Servicios No Regulados		Subtransmisión		Total	
	01/01/2010 31/03/2010 M\$	01/01/2009 31/03/2009 M\$	01/01/2010 31/03/2010 M\$	01/01/2009 31/03/2009 M\$	01/01/2010 31/03/2010 M\$	01/01/2009 31/03/2009 M\$	01/01/2010 31/03/2010 M\$	01/01/2009 31/03/2009 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	6.242.641	7.218.698	450.086	691.435	208.041	203.352	6.900.768	8.113.485
Costo de ventas	(5.542.567)	(6.589.316)	(337.425)	(320.201)	0	(26.900)	(5.879.992)	(6.936.417)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>700.074</b>	<b>629.382</b>	<b>112.661</b>	<b>371.234</b>	<b>208.041</b>	<b>176.452</b>	<b>1.020.776</b>	<b>1.177.068</b>
Otros ingresos, por función.	49.721	45.279	0	0	0	0	49.721	45.279
Gasto de administración.	(696.727)	(616.803)	0	0	0	0	(696.727)	(616.803)
Otras ganancias (pérdidas).	(41.121)	(40.791)	0	0	0	0	(41.121)	(40.791)
Ingresos financieros.	86.505	151.385	0	0	0	0	86.505	151.385
Costos financieros.	(162.339)	(139.110)	0	0	0	0	(162.339)	(139.110)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	177.250	270.114	0	0	0	0	177.250	270.114
Diferencias de cambio.	(60)	1.209	0	0	0	0	(60)	1.209
Resultados por unidades de reajuste.	14.099	205.228	0	0	0	0	14.099	205.228
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>127.402</b>	<b>505.893</b>	<b>112.661</b>	<b>371.234</b>	<b>208.041</b>	<b>176.452</b>	<b>448.104</b>	<b>1.053.579</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	(8.993)	60.340	(19.152)	(63.110)	(35.367)	(29.997)	(63.512)	(32.767)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.</b>	<b>118.409</b>	<b>566.233</b>	<b>93.509</b>	<b>308.124</b>	<b>172.674</b>	<b>146.455</b>	<b>384.592</b>	<b>1.020.812</b>
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>118.409</b>	<b>566.233</b>	<b>93.509</b>	<b>308.124</b>	<b>172.674</b>	<b>146.455</b>	<b>384.592</b>	<b>1.020.812</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	118.409	566.233	93.509	308.124	172.674	146.455	384.592	1.020.812
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>118.409</b>	<b>566.233</b>	<b>93.509</b>	<b>308.124</b>	<b>172.674</b>	<b>146.455</b>	<b>384.592</b>	<b>1.020.812</b>
<b>Ganancias por acción</b>								
<b>Ganancia por acción básica</b>								
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	0,64	3,04	0,50	1,66	0,93	0,79	2,07	5,49
<b>Ganancia (pérdida) por acción básica.</b>	<b>0,64</b>	<b>3,04</b>	<b>0,50</b>	<b>1,66</b>	<b>0,93</b>	<b>0,79</b>	<b>2,07</b>	<b>5,49</b>

**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, es decir, por lo cuales no se encuentra regulación alguna por parte de la entidad y cuya característica principal es que su tarifa es acordada por común acuerdo entre las partes, mediante la formalidad de un contrato. Generalmente está referido a empresas de gran tamaño y con necesidades distintas a nuestros clientes residenciales.

**Subtransmisión:** El principal ingreso proviene de la prestación de servicios de subtransmisión y transformación de electricidad.

## 29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

### 29.1.- Juicios y otras acciones legales.

Nombre del juicio: "EMELARI S.A. con Ilustre Municipalidad de Arica",

Fecha: 12 de noviembre de 2007.  
Tribunal: Corte Suprema.  
Cuantía: Indeterminada.  
Materia: Reclamación para dejar sin efecto la Ordenanza Municipal sobre uso, apoyo e instalación de tendido de redes de propiedad de la Ilustre Municipalidad de Arica o administrados por ella, ubicados en bienes nacionales de uso público.  
Estado: Finalizado: Corte de Apelaciones rechazó la reclamación. Corte Suprema acogió casación en el fondo contra fallo de la Corte de Apelaciones de Arica, pero sólo parcialmente, sin pronunciarse respecto de la facultad que la Municipalidad se confiere a sí misma para cobrar por el uso de postes y declarando que a la municipalidad le corresponde velar por el cumplimiento de las normas de tendido eléctrico en el radio urbano.

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.  
Cuantía: Indeterminada.  
Materia: Resolución del contrato con indemnización de perjuicios.  
Estado: Se estima que la demanda será rechazada.

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 marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos		Saldos pendientes de pago a la fecha de cierre de los estados financieros	
	Nombre	Relación		Tipo	Valor Contable	31-03-2010	31-12-2009
BancoEstado	EMELARI S.A.	ACREEDOR	HIPOTECA	BIEN RAIZ	2.200.896	899.599	893.563

### 31.- DISTRIBUCION DE PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente para los ejercicios terminados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

Subsidiaria	31-03-2010			Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Total	
Arica	1	65	66	65
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>65</b>	<b>66</b>	<b>65</b>

Subsidiaria	31-12-2009			Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Total	
Arica	1	63	64	64
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>63</b>	<b>64</b>	<b>64</b>

### 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 2010 y 31 de diciembre de 2009 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 2010, fecha de cierre de estos estados financieros intermedios 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.