



EMELAT

EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.

**ESTADOS FINANCIEROS
(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados
al 31 de diciembre de 2010 y 2009**

EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.
INDICE

	Página N°
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	5
II.- ESTADOS FINANCIEROS.	
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
Activos	6
Pasivos	7
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	8
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	9
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	10
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO.	12
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.	
1.- INFORMACION GENERAL.	13
2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	13
2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.	13
2.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la sociedad.	14
2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2010, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	15
2.4.- Transacciones en moneda extranjera.	16
2.5.- Información financiera por segmentos operativos.	17
2.6.- Propiedades, planta y equipo.	17
2.7.- Propiedades de inversión.	18
2.8.- Activos intangibles.	18
2.9.- Costos por interés.	19
2.10.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	19
2.11.- Activos financieros.	19
2.12.- Inventarios.	19
2.13.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	20
2.14.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	20
2.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	20
2.16.- Capital social.	20
2.17.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	21
2.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.	21
2.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	21
2.20.- Beneficios a los empleados.	21
2.21.- Provisiones.	22
2.22.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	23
2.23.- Reconocimiento de ingresos.	23
2.24.- Contratos de construcción.	23
2.25.- Distribución de dividendos.	24
3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	24
3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	24
3.2.- Riesgo financiero.	27
3.3.- Control interno.	31
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	31
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	31
4.2.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	31
4.3.- Tasaciones de propiedad, planta y equipos.	31

	Página N°
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	32
6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	32
7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	34
7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	35
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 POR EL METODO DE LA PARTICIPACION.	41
11.1 Composición del rubro.	41
11.2 Inversiones en asociadas.	42
12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	44
12.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.	44
12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	46
13.- PLUSVALIA	46
13.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada.	46
14.- PROPIEDADES DE INVERSION	47
14.1 Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	47
14.2 Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	47
14.3 Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	47
15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	47
15.1.- Vidas útiles.	47
15.2.- Detalle de los rubros.	48
15.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	50
15.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	51
15.5.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	51
15.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	51
16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	52
16.1.- Activos y pasivos por impuestos diferidos.	52
16.2.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	53
16.3.- Compensación de partidas.	53
17.- PASIVOS FINANCIEROS.	54
17.1.- Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.	54
18.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	54
18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	54

	Página N°
19.- OTRAS PROVISIONES.	55
19.1.- Provisiones - Saldos.	55
19.2.- Movimiento de las provisiones.	55
20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	56
20.1.- Detalle del rubro.	56
20.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	56
20.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	56
20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.	56
20.5.- Hipótesis actuariales.	57
21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	57
21.1.- Ingresos diferidos.	57
21.2.- Contratos de construcción.	57
22.- PATRIMONIO NETO.	58
22.1.- Capital suscrito y pagado.	58
22.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	58
22.3.- Política de dividendos.	58
22.4.- Dividendos.	59
22.5.- Reservas.	59
22.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de otros resultados integrales.	60
23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	61
23.1.- Ingresos ordinarios.	61
23.2.- Otros ingresos, por función.	61
24.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	61
24.1.- Gastos por naturaleza.	61
24.2.- Gastos de personal.	62
24.3.- Depreciación y amortización.	62
24.4.- Otras ganancias (pérdidas)	63
25.- RESULTADO FINANCIERO.	63
26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	63
26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	63
26.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	64
26.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	64
26.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	65
27.- GANANCIAS POR ACCION.	65
28.- INFORMACION POR SEGMENTO.	65
28.1.- Criterios de segmentación.	65
28.2.- Estado de resultados por función.	66

	Página N°
29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	67
29.1.- Juicios y otras acciones legales.	67
29.2.- Sanciones administrativas.	67
29.3.- Restricciones.	67
30.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	67
31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	67
32.- MEDIO AMBIENTE.	68
33.- HECHOS POSTERIORES.	68

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

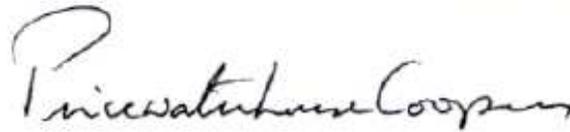
Santiago, 24 de febrero de 2011

Señores
Accionistas y Directores
Empresa Eléctrica Atacama S.A.

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

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

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


Anthony J.F. Dawes
Rut: 4.576.198-3

EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.
Al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	530.426	799.893
Otros activos no financieros.	10	11.916	7.453
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	12.008.737	12.066.302
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	429.124	3.568.851
Inventarios.	8	200.988	7.719
Activos por impuestos.	9	877.037	369.259
Total activos corrientes		14.058.228	16.819.477
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Derechos por cobrar.	6	237.893	362.085
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	18.410	17.970
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	11	0	14.148.370
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	14.786	59.945
Plusvalía.	13	0	179.404
Propiedades, planta y equipo.	15	24.694.983	43.005.140
Propiedad de inversión.	14	0	621.450
Total activos no corrientes		24.966.072	58.394.364
TOTAL ACTIVOS		39.024.300	75.213.841

EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.
Al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros.	17	45.962	154.702
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	18	8.696.106	11.904.644
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	2.502.754	1.402.830
Otras provisiones a corto plazo.	19	30.000	137.674
Otros pasivos no financieros.	21	174.105	70.497
Total pasivos corrientes		11.448.927	13.670.347
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros.	17	7.723.998	7.497.995
Otras cuentas por pagar.	18	194.002	168.280
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	26.997	28.381
Pasivo por impuestos diferidos.	16	1.008.557	3.086.456
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	842.897	1.063.342
Otros pasivos no financieros.	21	292.148	0
Total pasivos no corrientes		10.088.599	11.844.454
TOTAL PASIVOS		21.537.526	25.514.801
PATRIMONIO NETO			
Capital emitido.	22	3.770.030	12.523.549
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	22	6.393.477	16.520.946
Primas de emisión.	22	626.636	2.081.602
Otras reservas.	22	6.696.631	18.572.943
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		17.486.774	49.699.040
Total patrimonio		17.486.774	49.699.040
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		39.024.300	75.213.841

EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/12/2010	31/12/2009
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23	66.161.975	71.571.605
Costo de ventas	24	(58.683.767)	(63.142.188)
Ganancia bruta		7.478.208	8.429.417
Otros ingresos, por función.	23	104.378	81.111
Gasto de administración.	24	(3.872.118)	(3.813.064)
Otras ganancias (pérdidas).	24	(134.993)	250.152
Ingresos financieros.	25	457.845	904.607
Costos financieros.	25	(237.457)	(494.828)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	11	1.339.979	2.914.293
Diferencias de cambio.	25	(1.201)	0
Resultados por unidades de reajuste.	25	(163.239)	189.544
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		4.971.402	8.461.232
Gasto por impuestos a las ganancias.	26	(563.701)	(762.179)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		4.407.701	7.699.053
Ganancia (pérdida)		4.407.701	7.699.053
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		4.407.701	7.699.053
Ganancia (pérdida)		4.407.701	7.699.053
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	27	721	1.259
Ganancia (pérdida) por acción básica.		721	1.259

EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/12/2010	31/12/2009
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		4.407.701	7.699.053
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
Activos financieros disponibles para la venta			
Otro resultado integral, antes de impuestos, activos financieros disponibles para la venta		0	0
Coberturas del flujo de efectivo			
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	22	2.457.429	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		2.457.429	0
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	22	(417.763)	0
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		(417.763)	0
Otro resultado integral		2.039.666	0
Total resultado integral		6.447.367	7.699.053
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		6.447.367	7.699.053
Total resultado integral		6.447.367	7.699.053

EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

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 ejercicio actual 01/01/2010	12.523.549	2.081.602	19.072.172	(499.229)	18.572.943	16.520.946	49.699.040	49.699.040
Saldo inicial reexpresado	12.523.549	2.081.602	19.072.172	(499.229)	18.572.943	16.520.946	49.699.040	49.699.040
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						4.407.701	4.407.701	4.407.701
Otro resultado integral.			2.039.666	0	2.039.666		2.039.666	2.039.666
Resultado integral.							6.447.367	6.447.367
Dividendos.						(4.183.002)	(4.183.002)	(4.183.002)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios.	(8.753.519)	(1.454.966)	(13.474.343)	499.229	(12.975.114)	(11.293.032)	(34.476.631)	(34.476.631)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(806.470)	(134.394)	(940.864)	940.864	0	0
Total de cambios en patrimonio	(8.753.519)	(1.454.966)	(12.241.147)	364.835	(11.876.312)	(10.127.469)	(32.212.266)	(32.212.266)
Saldo final ejercicio actual 31/12/2010	3.770.030	626.636	6.831.025	(134.394)	6.696.631	6.393.477	17.486.774	17.486.774

EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

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 ejercicio actual 01/01/2009	12.523.549	2.081.602	20.195.614	(910.518)	19.285.096	11.931.598	45.821.845	45.821.845
Saldo inicial reexpresado	12.523.549	2.081.602	20.195.614	(910.518)	19.285.096	11.931.598	45.821.845	45.821.845
Cambios en patrimonio								
Ganancia (pérdida).	0	0	0	0	0	7.699.053	7.699.053	7.699.053
Resultado integral.	0	0	0	0	0	0	7.699.053	7.699.053
Dividendos.	0	0	0	0	0	(6.139.324)	(6.139.324)	(6.139.324)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(1.123.442)	411.289	(712.153)	3.029.619	2.317.466	2.317.466
Total de cambios en patrimonio	0	0	(1.123.442)	411.289	(712.153)	4.589.348	3.877.195	3.877.195
Saldo final ejercicio actual 31/12/2009	12.523.549	2.081.602	19.072.172	(499.229)	18.572.943	16.520.946	49.699.040	49.699.040

EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/12/2010	31/12/2009
	Nota	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		81.350.857	86.305.569
Otros cobros por actividades de operación.		144.146	111.480
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(75.532.206)	(72.642.495)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(2.014.833)	(2.240.999)
Otros pagos por actividades de operación.		(1.299.440)	(1.641.876)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		942.463	1.874.976
Intereses pagados.		(245.677)	(339.624)
Intereses recibidos.		22.513	9.814
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(740.922)	(1.093.114)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		37.700	655.037
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		2.664.601	10.998.768
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas	7	(6.145.514)	(31.070.546)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		0	33.555
Compras de propiedades, planta y equipo.		(3.361.556)	(3.134.962)
Compras de activos intangibles.	12	(335)	0
Cobros a entidades relacionadas.	7	6.282.364	29.510.469
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(3.225.041)	(4.661.484)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas.	7	5.396.140	0
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	7	(924.774)	0
Dividendos pagados.		(4.180.393)	(6.132.656)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		290.973	(6.132.656)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(269.467)	204.628
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(269.467)	204.628
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio.		799.893	595.265
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio.	5	530.426	799.893

EMPRESA ELECTRICA ATACAMA S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009.

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica Atacama S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una empresa subsidiaria de Empresas Emel S.A., matriz intermedia (en adelante la “Sociedad Matriz”), la que a su vez es controlada por Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante el “Grupo CGE”).

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

Empresa Eléctrica Atacama S.A es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Av. Circunvalación N° 51 en la ciudad de Copiapó, República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita, al 31 de diciembre de 2010, en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, bajo el N° 282.

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

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

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, fue aprobada por el Directorio de la Sociedad en Sesión Ordinaria N° 455 de fecha 24 de febrero de 2011, quién con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

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

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

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. 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 2010, los estados financieros solo incluyen los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución de energía eléctrica de acuerdo a lo indicado en el punto anterior, los cuales no son comparables con los estados financieros por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 los cuales incluían el negocio distribución y transmisión de energía eléctrica y el negocio de inversiones.

Como consecuencia de lo anterior, los principales rubros de los estados financieros que se han visto afectados son: Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, Plusvalía, Propiedades, Planta y Equipo, Impuestos a la Renta, Impuestos Diferidos y Patrimonio.

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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2010:

- NIC 1, “Presentación de estados financieros”, vigente a contar del 1 de enero de 2010 con aplicación retrospectiva. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros de la Sociedad.
- NIC 27, “Estados financieros consolidados y separados”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- NIC 36, “Deterioro de activos”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros de la Sociedad.
- NIC 38, “Activos Intangibles”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros de la Sociedad.
- Excepciones adicionales para los adoptantes por primera vez (enmiendas a la NIIF 1) fue emitida en julio de 2009. La enmienda es aplicable a contar de los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2010. La enmienda no es aplicable de la Sociedad, ya que adoptó las NIIF a contar del 1 de enero de 2009.
- NIIF 2, “Pagos Basados en Acciones”. Vigente para períodos anuales iniciados el 1 de enero de 2010 o posteriores. Esta interpretación no es aplicable a la Sociedad, ya que no ha efectuado pagos en acciones.
- NIIF 3 (revisada) “Combinaciones de Negocios”, y las consecuentes enmiendas a la NIC 27, “Estados Financieros Consolidados y Separados”, NIC 28, “Inversiones en Asociadas”, NIC 31, “Participación en Negocios Conjuntos” y NIC 39 “Elección de partidas cubiertas” son aplicables de manera prospectiva a combinaciones de negocio para las cuales, la fecha de adquisición tenga lugar en el primer ejercicio anual iniciado el 1 de julio de 2009 o con posterioridad a esa fecha. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- NIIF 5, “Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuas”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- NIIF 7, “Instrumentos financieros”, vigente a contar del 1 de enero de 2010 con aplicación retrospectiva. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- CINIIF 9, “Revaluación de derivados implícitos”, vigente para períodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.

- CINIIF 14, “Límite sobre activos por beneficios, requerimientos mínimos de financiamiento y su interrelación”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- CINIIF 16, “Cobertura de una inversión neta de una operación extranjera”. Vigente a contar de los estados financieros iniciados el 1 de julio de 2009. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- CINIIF 17, “Distribución de activos no monetarios a los dueños”. Vigente para períodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009 o posteriores. Esta interpretación no es aplicable a la Sociedad, ya que no ha efectuado distribuciones de activos no monetarios a sus accionistas.
- CINIIF 18, “Transferencias de activos desde clientes” Vigente para transferencias de activos recibidos de clientes desde el 1 de julio de 2009 y subsecuentemente. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros de la Sociedad.
- Mejoras a NIIF 2009, fue emitida en abril de 2009. El conjunto de modificaciones menores a las diferentes normas establecen fechas de aplicación que varían de un estándar a otro, pero la mayor parte son exigibles desde el 1 de enero de 2010. La aplicación de dichas mejoras y enmiendas no han tenido efectos significativos sobre los estados financieros de la Sociedad.

2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2010, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- NIC 24 (Revisada) “Revelación de partes relacionadas” emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 “Revelación de partes relacionadas” emitida en 2003. NIC 24 (Revisada) debe ser adoptada a partir del 1 de enero de 2011. Su adopción temprana, tanto parcial como integral, está permitida.
- Enmienda a la NIC 32, Clasificación de derechos de emisión, emitida en octubre de 2009. Para aquellos derechos de emisión ofrecidos por un monto fijo de moneda extranjera, la práctica actual requiere que tales derechos sean registrados como obligaciones por instrumentos derivados. La enmienda señala que si tales instrumentos son emitidos a prorrata a todos los accionistas existentes para una misma clase de acciones por un monto fijo de dinero, éstos deben ser clasificados como patrimonio independientemente de la moneda en la cual el precio de ejercicio está fijado. La enmienda es aplicable a partir de los períodos anuales iniciados el 1 de febrero de 2010 y posteriores. La adopción anticipada está permitida.
- NIC 34, “Revelaciones sobre partes relacionadas”, vigente a contar del 1 de enero de 2011. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- NIIF 9, “Instrumentos financieros” emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros y se estima que afectará la contabilización que la Sociedad efectúa sobre dichos activos. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales muestran que afectará la contabilización de sus activos financieros clasificados como Disponibles para la venta pero de monto no significativo.
- CINIIF 13, “Programa de fidelización de clientes”, vigente a contar del 1 de enero de 2011. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- Enmienda a la CINIIF 14, Pagos anticipados de obligaciones de tener un nivel de financiamiento mínimo, emitida en noviembre de 2009. La enmienda corrige una consecuencia no intencional de la CINIIF 14, “NIC 19-Límite en el activo por beneficios definidos, requerimientos de mantener un mínimo de financiación y su interacción”. Sin la

enmienda las entidades no podían reconocer como un activo los prepagos efectuados voluntariamente para mantener un financiamiento mínimo. Lo anterior no era lo previsto cuando CINIIF 14 fue emitida y esta enmienda lo corrige. La enmienda es aplicable para períodos que comiencen el 1 de enero de 2011. Su adopción temprana es permitida y deberá ser aplicada de manera retrospectiva para efectos comparativos con períodos anteriores presentados.

- CINIIF 19, “Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio”. Esta enmienda clarifica los requerimientos de NIIF cuando una entidad renegocia los términos de un pasivo financiero con su acreedor y éste acepta cancelar total o parcialmente la deuda por acciones u otro instrumento de patrimonio. La interpretación es aplicable para ejercicios que comienzan a partir del 1 de julio de 2010 inclusive. La adopción temprana es permitida.
- Se han emitido mejoras a las NIIF 2010 en mayo de 2010. Las fechas efectivas de adopción de estas adopciones menores varían de estándar en estándar, pero la mayoría tiene fecha de adopción 1 de enero de 2011.

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

2.4.- Transacciones en moneda extranjera.

2.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

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

2.4.2.- Transacciones y saldos.

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

2.4.3.- Tipos de cambio.

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

Fecha	\$ CL / US\$	\$ CL / UF
31/12/2009	507,10	20.942,88
31/12/2010	468,01	21.455,55

CL \$ = Pesos chilenos.
 US\$ = Dólar estadounidense.
 UF = Unidad de Fomento.

2.5. Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos, son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctrico, servicios e inversiones para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N° 28.

2.6.- Propiedades, planta y equipo.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Las pérdidas y ganancias por la venta de propiedades, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados.

Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o superávit de revaluación se traspasan a ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de sus impuestos diferidos.

2.7.- Propiedades de inversión.

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

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

2.8.- Activos intangibles.

2.8.1.- Menor Valor o plusvalía comprada (Goodwill).

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de subsidiarias a la fecha de adquisición. El menor valor relacionado con las adquisiciones de subsidiarias corresponde a un activo intangible que se presenta reconocido en plusvalía en los estados de situación financiera.

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

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

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

2.8.2.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. La explotación de dichos derechos en general no tienen una vida útil definida, por lo cual no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio o período para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

2.8.3.- Programas informáticos.

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

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

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

2.9.- Costos por interés.

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

2.10.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.

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

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

2.11.- Activos financieros.

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

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

2.12.- Inventarios.

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

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

El valor neto realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación menos los costos estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo las ventas.

2.13.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

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

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

Los deudores comerciales se reducen por medio de la cuenta de provisión para cuentas incobrables y el monto de las pérdidas se reconoce con cargo al estado de resultados 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.

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

Asociadas o coligadas son todas las entidades sobre las que la Sociedad ejerce influencia significativa pero no tiene control, lo cual generalmente está acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Las inversiones en asociadas o coligadas se contabilizan por el método de participación e inicialmente se reconocen por su costo.

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

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

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

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

2.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

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

2.16.- Capital social.

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

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

2.17.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

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

2.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

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

2.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

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

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

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

2.20.- Beneficios a los empleados.

2.20.1.- Vacaciones del personal.

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

2.20.2.- Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).

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

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

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido más/menos los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas y los costos por servicios pasados. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

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

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

Los beneficios por cese, que no califican con lo descrito en el punto 2.20.2., se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios.

La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido ya sea:

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

2.20.4.- Participación en las utilidades.

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

2.21.- Provisiones.

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

Las provisiones para, litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- La Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;

- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

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

2.22.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

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

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

2.23.- Reconocimiento de ingresos.

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

2.23.1.- Ventas de electricidad.

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

2.23.2.- Ingresos por intereses.

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

2.24.- Contratos de construcción.

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

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

2.25.- Distribución de dividendos.

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

3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS

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

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

3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.

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

3.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de la Sociedad 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.

La Sociedad distribuye energía eléctrica abasteciendo a 87.406 clientes en la Región de Atacama, cuyas ventas físicas alcanzaron a 680,9 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2010.

Contratos de Suministro

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

Demanda

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

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

Mercado de Generación

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

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

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

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

Precios

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

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de

Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), y los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor Agregado de Distribución

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

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de las componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente. El último cálculo se efectuó en el año 2008.

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

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

El Valor Agregado de Distribución considera:

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

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

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

Precios de Servicios Asociados al Suministro

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

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

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

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

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

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

3.2.- Riesgo financiero.

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

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

3.2.1 Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE, entre las cuales está la sociedad, son fundamentalmente en pesos, COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., Sociedad Controladora, 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 31 de diciembre de 2010, la deuda financiera la Sociedad alcanzó a M\$7.769.960 que se encuentra denominada en unidades de fomento.

	31-12-2010		31-12-2009	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en pesos o UF	7.769.960	100%	7.652.697	100%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	0	0%	0	0%
Deuda en US\$ u otra extranjera	0	0%	0	0%
Total Deuda Financiera	7.769.960	100%	7.652.697	100%

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

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

Al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento (UF) debido a la variación del valor de la UF anual, se observa un impacto negativo en resultados de M\$184.561 (M\$183.488 de mayor resultado al 31 de diciembre de 2009).

	UF	M\$
AL 31/12/2009	360.000	7.497.995
AL 31/12/2010	360.000	7.723.998
Resultado por unidad de Reajuste		-226.003

	UF	M\$
AL 31/12/2008	360.000	7.722.925
AL 31/12/2009	360.000	7.497.995
Resultado por unidad de Reajuste		224.930

La Sociedad mantiene el 100% de sus deudas expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para determinar el efecto de la variación de la UF en resultados antes de impuesto se realizó una sensibilización de la UF reflejando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF, los resultados antes de impuesto disminuyen en M\$ 77.242, para el ejercicio concluido al 31 de diciembre de 2010 (M\$75.395 al 31 de diciembre de 2009).

3.2.2 Riesgo de Tasa de Interés

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

La Sociedad tiene el 100% de la deuda financiera estructurada a tasa variable.

	31-12-2010		31-12-2009	
	M\$	%	M\$	%
Deuda a Tasa fija	0	0%	0	0%
Deuda a tasa fija mediante derivados	0	0%	0	0%
Deuda tasa variable	7.769.960	100%	7.652.697	100%
Total deuda financiera	7.769.960	100%	7.652.697	100%

Al efectuar un análisis de sensibilidad de la deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 98.892 de mayor gasto por intereses.

3.2.3 Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

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

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

El riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo y representa el 1,6% del total.

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

M\$ 31-12-2010	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	TOTAL
Bancos	128.473	257.688	7.789.055	8.175.216
Total	128.473	257.688	7.789.055	8.175.216
	1,6%	3,2%	95,3%	100%

M\$ 31-12-2009	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	TOTAL
Bancos	626.309	7.573.117	0	8.199.426
Total	626.309	7.573.117	0	8.199.426
	7,6%	92,4%	0,0%	100%

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

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios de la empresa al 31 de diciembre de 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 un resumen de los pasivos financieros de la Sociedad, concluyéndose que no existe una diferencia significativa entre el valor libro y el valor justo de éstos:

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

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 31.12.09 M\$	Valor de Mercado Deuda al 31.12.09 M\$	Diferencia (%)
Bancos	7.652.697	7.907.975	3%
Total	7.652.697	7.907.975	3%

3.2.5 Riesgo de Crédito

En la actividad de distribución de electricidad, el riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro

a los clientes, permite acotar los montos de deuda individuales a través de la gestión de la suspensión de suministro por falta de pago como herramienta de cobranza definida en la ley. La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, limitando la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los dos clientes más grandes representan un 12,3% y un 5,3% de las ventas.

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

	31-12-2010		31-12-2009	
	Ventas	Cantidad de Clientes	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	19%	82.244	18%	78.873
Industrial	65%	850	67%	893
Comercial	12%	3.115	11%	3.080
Otros	4%	1.197	4%	1.144
Total	100%	87.406	100%	83.990

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 46% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

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

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

3.2.6 Riesgo de Liquidez.

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

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

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en la situación de caja de las empresas distribuidoras, ya que se produce un desfase temporal entre el momento en que la energía comprada al nuevo precio nudo se paga a la empresa generadora habitualmente en el mismo mes- y el momento en que se recauda de los clientes.

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

Producto de la crisis económica sufrida durante el 2009, se observó que en promedio los clientes concentraron sus pagos cada vez más cerca de la fecha de corte. En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. Para mitigar este riesgo, la legislación que regula el sector eléctrico faculta a las empresas distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos en la Sociedad.

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

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

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

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

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

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota N° 20 se presenta información adicional al respecto.

4.3.- Tasaciones de propiedad, planta y equipos.

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

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

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Efectivo en caja.	483.699	655.809
Saldos en bancos.	46.727	144.084
Total	530.426	799.893

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	530.426	799.893
Total		530.426	799.893

No existen diferencias 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 diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Deudores comerciales, neto.	11.638.214	11.365.597	30.046	172.347
Otras cuentas por cobrar, neto.	370.523	700.705	207.847	189.738
Total	12.008.737	12.066.302	237.893	362.085

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Deudores comerciales, bruto.	12.427.216	12.132.039	30.046	172.347
Otras cuentas por cobrar, bruto.	370.523	702.491	207.847	189.738
Total	12.797.739	12.834.530	237.893	362.085

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	5.265.776	5.678.579	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	58.061	207.620	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	74.065	514.040	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	237.893	362.085
Total	5.397.902	6.400.239	237.893	362.085

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	6.001.047	5.323.356
Con vencimiento entre tres y seis meses.	290.739	140.784
Con vencimiento entre seis y doce meses.	161.003	221.359
Con vencimiento mayor a doce meses.	947.048	748.792
Total	7.399.837	6.434.291

El detalle del deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Deudores comerciales.	789.002	766.442
Otras cuentas por cobrar.	0	1.786
Total	789.002	768.228

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

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Saldo inicial.	768.228	611.931
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del ejercicio.	(60.145)	(92.901)
Aumento (disminución) del ejercicio.	80.919	249.198
Total	789.002	768.228

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

Efecto en resultado de la provisión en el ejercicio	Saldo al	
	01/01/2010	01/01/2009
	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Deudores comerciales.	22.560	156.297
Otras cuentas por cobrar.	(1.786)	0
Total	20.774	156.297

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

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

Calidad Crediticia:

En materia de energía eléctrica, las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de 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, y sumado a que en Art. N°147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

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

Las transacciones con empresas relacionadas son de pago/cobro inmediato 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 y CGE, sociedad controladora, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

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

7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

7.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 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	
							31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	86	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 \$	198	815	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	7.414	7.237
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	694.777	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.782	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	77.591	59.598	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	10.996	10.733
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	199	177	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	50	2.549	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	772	26.783	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	0	2.777.917	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	3.957	5.561	0	0
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	588	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	21	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	12.563	0	0	0
76.122.827-7	Emelat Transmision S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	330.991	0	0	0
Total							429.124	3.568.851	18.410	17.970

7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 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	
							31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	353.021	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	1.608	0	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz	CL \$	0	0	26.531	25.897
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	125	2.185	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	0	2.029
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.634	2.011	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	744	1.737	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	466	455
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	206	737	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	35	17	0	0
90.042.000-5	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	4.962	16.401	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	1.716	12.235	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	1.838.981	0	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	10.353	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	18.365	90.244	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	135.686	451.926	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	435.340	458.453	0	0
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	59.943	3.010	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	500	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	3.409	0	0	0
Total							2.502.754	1.402.830	26.997	28.381

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 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 31/12/2010 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	01/01/2009 31/12/2009 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	288.086	(288.086)	824.605	(824.605)	
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	CL \$	64.998	(429)	1.079.056	(147.906)	
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	0	0	1.225.809	45.807	
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	0	0	19.386	19.386	
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	61.867	0	0	0	
77.072.240-3	Esmec Ltda.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	0	0	27.401	(27.401)	
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	598.357	598.357	252.745	(252.745)	
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	629.576	629.576	2.156.072	2.156.072	
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	4.389	4.389	6.592	(6.592)	
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	20.443	7.880	0	0	
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	25.266	(25.266)	0	0	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	52.486	(52.486)	89.551	(89.551)	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	430	(320)	76	(76)	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	14.145	14.145	2.120	2.120	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	33.680	33.680	18.371	18.371	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Ventas de activos	CL \$	34.049	34.049	0	0	
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	28.250	0	97.626	0	
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	0	0	17.851	(17.851)	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	429	(429)	3.761	(428)	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	400	(400)	0	0	
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	15.513	0	104	(104)	
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	522.171	(522.171)	241.434	(241.434)	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL \$	126.585	(126.585)	100.747	(100.747)	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	4.608.216	13.684	2.785.886	6.492	
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	630.553	(630.553)	16.743	(16.743)	
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	570.236	0	2.529	0	
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	7.105	7.105	2.344	2.344	
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	913.312	(913.312)	451.926	(451.926)	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL \$	21.118	(21.118)	0	0	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	8.974	8.974	9.088	9.088	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	79.255	(79.255)	26.741	(26.741)	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	2.018.783	(170.998)	730.657	(81.990)	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	50	50	57	57	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Venta de materiales	CL \$	0	0	119.157	119.157	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Intereses pagados	CL \$	112	(112)	0	0	
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	35.602	(35.602)	0	0	
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	6.717	6.717	0	0	
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	1.690.033	(1.690.033)	0	0	
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	4.484	4.484	0	0	
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	22.650	(22.650)	0	0	
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	59.145	(59.145)	0	0	

7.2.- Directorio y gerencia de la Sociedad.

El Directorio de la Sociedad lo componen siete miembros, los cuales permanecen por un período de 2 años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Subgerente Comercial, un Subgerente de Operaciones, y además de un Subgerente Zonal que depende de CONAFE 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 9 de abril de 2010 fijó los siguientes montos para el ejercicio 2010, que fueron los mismos fijados en el ejercicio 2009.

- Dietas por sesiones de Directores

Los Directores no percibirán dietas por este concepto.

- Dietas por sesiones del Comité de Directores

Pagar a cada Director 1 Unidad de Fomento por sesión del Comité de Directores. En Sesión Ordinaria de Directorio celebrada el 27 de enero de 2010, se informa la cesación de funciones del Comité de Directores de la Sociedad.

El detalle de los montos pagados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 y 2009 a los Directores es el siguiente:

Retribución del directorio			
Nombre	Cargo	01/01/2010	01/01/2009
		31/12/2010	31/12/2009
		Comité directores M\$	Comité directores M\$
Pablo Guarda Barros	Vicepresidente	42	252
Gonzalo Rodriguez Vives	Director	42	252
José Luis Hornauer Herrmann	Director	42	168
Rafael Salas Cox	Director	0	84
Totales		126	756

7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultado del Equipo Gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 212.736 al 31 de diciembre de 2010, (M\$ 148.143 en el ejercicio 2009).

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

8.- INVENTARIOS.

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

Clases de inventarios	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Mercaderías para la venta.	4.881	4.881
Trabajos en curso.	199.524	6.255
Provisión de deterioro.	(3.417)	(3.417)
Total	200.988	7.719

Información adicional de inventarios:

Otra información de inventarios	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	0	3.417
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	0	419
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el ejercicio.	0	426.250

El costo de existencias reconocido como gasto incluido en costos de bienes vendidos para el cierre del ejercicio al 31 de diciembre de 2009 ascendió a M\$ 426.250. Durante el ejercicio 2009, los productos de retail fueron traspasados a Novanet S.A., subsidiaria del Grupo CGE.

Las reversiones están dadas por liquidaciones de inventarios.

9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTO.

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Activos por impuestos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Pagos provisionales mensuales.	1.105.389	1.389.079
Rebajas al impuesto.	98.552	23.961
Total	1.203.941	1.413.040

Pasivos por impuestos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	326.904	1.043.781
Total	326.904	1.043.781

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

Activo / pasivos por impuestos, neto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	877.037	369.259

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Gastos pagados por anticipado.	11.916	7.453	0	0
Total	11.916	7.453	0	0

11.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION

11.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre 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 incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2010 M\$
Inversiones en asociadas.	14.148.370	1.339.979	0	(1.319.619)	(14.168.730)	0
TOTALES	14.148.370	1.339.979	0	(1.319.619)	(14.168.730)	0

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 incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2009 M\$
Inversiones en asociadas.	12.215.361	2.915.195	(902)	(1.331.101)	348.915	14.148.370
TOTALES	12.215.361	2.915.195	(902)	(1.331.101)	348.915	14.148.370

Con fecha 10 de noviembre del 2009, Empresa Eléctrica Atacama S.A. vende su participación en Essei S.A. a Empresas Emel S.A. y al 30 de noviembre vende además, su participación en Aleph S.A. a Inversiones Eléctricas del Norte Ltda. todo esto como parte del proceso de reorganización de Empresas Emel S.A., la cual paga a Empresa Eléctrica Atacama S.A. la suma de M\$ 1.200 por compra de 1.200.000 y 280 acciones, respectivamente.

11.2.- Inversión en asociadas.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31-12-2009 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2010 M\$
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	CL \$	0,00%	0,00%	6.944.313	724.915	0	(719.516)	(6.949.712)	0
Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	CL \$	0,00%	0,00%	493.752	25.384	0	(36.470)	(482.666)	0
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	0,00%	0,00%	2.953.601	205.967	0	(220.837)	(2.938.731)	0
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	0,00%	0,00%	3.756.704	383.713	0	(342.796)	(3.797.621)	0
TOTALES					14.148.370	1.339.979	0	(1.319.619)	(14.168.730)	0

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 01-01-2009 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2009 M\$
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	CL \$	27,31%	27,31%	5.677.278	1.686.083	0	(749.496)	330.448	6.944.313
Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	CL \$	0,55%	0,55%	475.364	48.245	0	(30.200)	343	493.752
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	16,26%	16,26%	2.658.227	513.831	0	(229.912)	11.455	2.953.601
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	10,71%	10,71%	3.404.492	667.036	0	(321.493)	6.669	3.756.704
Estudios, Servicios e Inversiones S.A.	Chile	CL \$	0,00%	0,00%	0	0	(901)	0	0	0
Aleph S.A.	Chile	CL \$	0,00%	0,00%	0	0	(1)	0	0	0
TOTALES					12.215.361	2.915.195	(902)	(1.331.101)	348.915	14.148.370

Como parte del proceso de reorganización de las Empresas Emel S.A., la inversión en las asociadas Empresa Eléctrica de Iquique S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. y Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A., fue asignada durante el ejercicio 2010 a Emelat Inversiones S.A.

11.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Inversiones en asociadas	31/12/2010									
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos asociada	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos asociada	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	0,00%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	0,00%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	0,00%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	0,00%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALES		0	0	0	0	0	0	0	0	0

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 Iquique S.A.	27,31%	12.017.349	35.718.196	47.735.545	6.692.412	15.619.213	22.311.625	55.554.230	(49.381.284)	6.172.946
Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	0,55%	31.810.644	165.285.577	197.096.221	28.107.452	79.106.064	107.213.516	132.190.200	(123.408.476)	8.781.724
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	16,26%	6.965.261	25.079.874	32.045.135	9.332.275	4.553.394	13.885.669	31.765.024	(28.605.868)	3.159.156
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	10,71%	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
TOTALES		67.470.855	281.730.011	349.200.866	65.674.413	114.988.832	180.663.245	312.895.799	(288.554.713)	24.341.086

12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.
12.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto por servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Programas informáticos, neto.	1.122	2.083
Otros activos intangibles identificables, neto.	13.664	57.862
Total	14.786	59.945

Clases de activos intangibles, bruto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Programas informáticos, bruto.	1.320.409	1.320.409
Otros activos intangibles identificables, bruto.	13.664	57.862
Total	1.334.073	1.378.271

Clases de amortización acumulada	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	1.319.287	1.318.326
Total	1.319.287	1.318.326

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	1.319.287	1.318.326
Total	1.319.287	1.318.326

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

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

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2010 y 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	2.083	57.862	59.945
Adiciones por desarrollo interno.			0
Adiciones.		335	335
Retiros.	0	(44.533)	(44.533)
Amortización.	(961)	0	(961)
Cambios, total	(961)	(44.198)	(45.159)
Saldo final activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2010	1.122	13.664	14.786

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	8.846	57.862	66.708
Amortización.	(6.763)	0	(6.763)
Cambios, total	(6.763)	0	(6.763)
Saldo final activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2009	2.083	57.862	59.945

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su período de amortización al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Detalle de otros activos intangibles identificables al 31/12/2010	Importe en libros de activo individual intangible significativo	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
	M\$	
Servidumbres.	13.664	Vida útil indefinida
Total	13.664	

El cargo a resultados por amortización de intangibles, registrado en el gasto de administración, al 31 de diciembre 2010 y 2009, se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	desde al	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	Ref. Nota	M\$	M\$
Gastos de administración.	24	961	6.763
Total		961	6.763

12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

12.2.1.-Servidumbres.

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

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada 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 diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Rut	Sociedad	Movimientos 2009		Movimientos 2010	
		Saldo al 01/01/2009 M\$	Saldo al 31/12/2009 M\$	Otros incrementos (disminuciones) M\$	Saldo al 31/12/2010 M\$
96.541.870-9	Eliqsa S.A.	179.404	179.404	(179.404)	0
Totales		179.404	179.404	(179.404)	0

La variación del ejercicio 2010, fue asignada en el proceso de división de la Sociedad señalada en Nota 1.

13.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada.

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

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos reales, aplicados en el ejercicio 2010 y 2009 fue de 10,7% y 9,5%, respectivamente.

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

14.- PROPIEDADES DE INVERSION.

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

14.1.- Composición y movimiento de las propiedades de inversión:

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Saldo Inicial	621.450	631.657
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	(621.450)	(10.207)
Cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable, total	(621.450)	(10.207)
Total	0	621.450

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

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	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	0	621.450
Total	0	621.450

14.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión:

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	desde al	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	Ref. Nota	M\$	M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	23	104.378	81.111
Importes de gastos directos de operación de las propiedades de inversión generadoras de ingresos de alquileres.		0	10.207

15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.
15.1.- Vidas útiles.

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

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 diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Construcciones en curso.	1.637.287	3.548.193
Terrenos.	0	3.044.097
Edificios.	0	1.976.937
Planta y equipo.	21.001.662	32.536.724
Subestaciones de poder.	0	8.132.640
Lineas de transporte energía.	0	5.980.304
Subestaciones de distribución.	4.942.152	4.591.191
Líneas y redes de media y baja tensión.	14.481.652	12.443.745
Medidores.	1.577.858	1.388.844
Equipamiento de tecnología de la información	76.966	115.988
Instalaciones fijas y accesorios	727.827	752.905
Equipos de comunicaciones.	201.950	240.653
Herramientas.	269.727	235.387
Muebles y útiles.	62.612	66.836
Instalaciones y accesorios diversos.	193.538	210.029
Vehículos de motor.	389.407	341.049
Otras propiedades, planta y equipo.	861.834	689.247
Total	24.694.983	43.005.140

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

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Construcciones en curso.	1.637.287	3.548.193
Terrenos.	0	3.044.097
Edificios.	0	2.885.509
Planta y equipo.	31.343.317	45.182.573
Subestaciones de poder.	0	9.961.924
Lineas de transporte energía.	0	6.863.314
Subestaciones de distribución.	8.244.247	7.747.921
Líneas y redes de media y baja tensión.	20.656.725	18.540.806
Medidores.	2.442.345	2.068.608
Equipamiento de tecnología de la información	255.735	263.619
Instalaciones fijas y accesorios	2.059.360	1.957.879
Equipos de comunicaciones.	555.779	554.756
Herramientas.	877.506	795.996
Muebles y útiles.	247.470	241.951
Instalaciones y accesorios diversos.	378.605	365.176
Vehículos de motor.	899.597	797.711
Otras propiedades, planta y equipo.	861.834	689.247
Total	37.057.130	58.368.828

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

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Edificios.	0	908.572
Planta y equipo.	10.341.655	12.645.849
Subestaciones de poder.	0	1.829.284
Líneas de transporte energía.	0	883.010
Subestaciones de distribución.	3.302.095	3.156.730
Líneas y redes de media y baja tensión.	6.175.073	6.097.061
Medidores.	864.487	679.764
Equipamiento de tecnología de la información	178.769	147.631
Instalaciones fijas y accesorios	1.331.533	1.204.974
Equipos de comunicaciones.	353.829	314.103
Herramientas.	607.779	560.609
Muebles y útiles.	184.858	175.115
Instalaciones y accesorios diversos.	185.067	155.147
Vehículos de motor.	510.190	456.662
Total	12.362.147	15.363.688

15.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.

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

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	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		3.548.193	3.044.097	1.976.937	32.536.724	115.988	752.905	341.049	0	689.247	43.005.140	
Cambios	Adiciones.	2.894.314	0	0	0	0	0	0	0	94.428	2.988.742	
	Retiros.		0	0	(48.614)	0	(2.673)	0	0	(254.202)	(305.489)	
	Gasto por depreciación.			(48.407)	(1.272.484)	(41.953)	(128.717)	(53.528)	0	0	(1.545.089)	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto											
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		0	0	2.457.429	0	0	0	0	0	2.457.429	
	Sub total reconocido en patrimonio neto	0	0	0	2.457.429	0	0	0	0	0	2.457.429	
Otros incrementos (decrementos).	(4.805.220)	(3.044.097)	(1.928.530)	(12.671.393)	2.931	106.312	101.886	0	332.361	(21.905.750)		
Total cambios	(1.910.906)	(3.044.097)	(1.976.937)	(11.535.062)	(39.022)	(25.078)	48.358	0	172.587	(18.310.157)		
Saldo Final al 31 de diciembre de 2010		1.637.287	0	0	21.001.662	76.966	727.827	389.407	0	861.834	24.694.983	

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	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009		2.828.921	3.044.097	2.005.358	32.761.001	70.689	613.091	415.886	0	500.812	42.239.855
Cambios	Adiciones.	2.545.319	0	36.392	0	79.408	289.469	14.673	0	0	2.965.261
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	(32.862)	0	0	0	(32.862)
	Retiros.		0	0	(279.923)	0	0	0	0	(207.541)	(487.464)
	Gasto por depreciación.			(64.813)	(1.374.425)	(34.109)	(116.793)	(89.510)	0	0	(1.679.650)
	Otros incrementos (decrementos).	(1.826.047)	0	0	1.430.071	0	0	0	0	395.976	0
	Total cambios	719.272	0	(28.421)	(224.277)	45.299	139.814	(74.837)	0	188.435	765.285
Saldo Final al 31 de diciembre de 2009		3.548.193	3.044.097	1.976.937	32.536.724	115.988	752.905	341.049	0	689.247	43.005.140

15.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.

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

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

Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución eléctrica se revalorizaron al cierre de los presentes estados financieros al 31 de diciembre de 2010. Las tasaciones se llevaron a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integrales. Este proceso implicó un efecto en el ejercicio 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 2.457.429 y el saldo revaluado de Propiedades, Planta y Equipo al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$ 21.001.662 (Ver nota 15.6)

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipo	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipo en proceso de construcción.	2.894.314	2.545.319

15.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

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

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución eléctrica, se realizó de acuerdo con los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los Terrenos y Edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios de los tasadores independientes 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 2010 asciende a 4,0 % y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

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

En el caso de los Terrenos y Edificios el método utilizado fue una Tasación independiente dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por el profesional independiente.

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

Valor de libros según modelo del costo de los bienes revaluados:

Valor de libros de propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Terrenos.	0	567.688
Edificios.	0	475.967
Planta y equipos.	13.251.251	18.704.733
Total	13.251.251	19.748.388

El siguiente es el movimiento del ítem complementario de las propiedades, planta y equipo que considera el ajuste de la revaluación para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Valor revaluado de propiedades, planta y equipo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Saldo inicial	17.809.370	18.911.210
Reserva revaluación.	2.457.429	0
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluado.	(11.747.806)	(149.773)
Reciclaje desde reserva revaluación a utilidades acumuladas.	(768.582)	(952.067)
Movimiento del ejercicio	(10.058.959)	(1.101.840)
Total	7.750.411	17.809.370

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Construcción en curso	1.637.287	3.548.193
Equipamiento de tecnologías de la información	76.966	115.988
Instalaciones fijas y accesorios	727.827	752.905
Vehículos de motor	389.407	341.049
Otras propiedades, planta y equipo	861.834	689.247
Total	3.693.321	5.447.382

16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

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

16.1- Activos y pasivos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Relativos a activos propiedades, planta y equipo.	11.687	0
Relativos a intangibles.	1.049	4.156
Relativos a acumulaciones (o devengos).	94.264	32.861
Relativos a provisiones.	245.673	318.069
Relativos a otros.	29.171	17.845
Total	381.844	372.931

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

Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo	0	353.803
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipo	1.371.599	3.081.622
Relativos a otros.	18.802	23.962
Total	1.390.401	3.459.387

16.2.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre 2010 y 2009:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	372.931	351.891
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	8.913	21.040
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	8.913	21.040
Total	381.844	372.931

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	3.459.386	3.694.072
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(2.486.748)	(234.686)
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	417.763	0
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(2.068.985)	(234.686)
Total	1.390.401	3.459.386

16.3.- Compensación de partidas.

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

Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
31/12/2010			
- Activos por impuestos diferidos	381.844	(381.844)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.390.401)	381.844	(1.008.557)
Total	(1.008.557)	0	(1.008.557)
31/12/2009			
- Activos por impuestos diferidos	372.931	(372.931)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(3.459.387)	372.931	(3.086.456)
Total	(3.086.456)	0	(3.086.456)

17.- PASIVOS FINANCIEROS.

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

17.1.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Al 31 de diciembre de 2010:

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

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	31/12/2009	1 hasta 2 años	más de 3 hasta 5 años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$								
Chile	Emelat S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	2,88%	2,35%	Sin Garantía	21.474	21.474	2.124.615	0	2.124.615
Chile	Emelat S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	6,37%	5,69%	Sin Garantía	133.228	133.228	5.373.380	0	5.373.380
Total								154.702	154.702	7.497.995	0	7.497.995

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

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Proveedores de energía.	6.481.975	9.805.982	0	0
Retenciones.	793.719	811.434	0	0
Dividendos por pagar.	17.464	14.856	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	432.565	462.505	0	0
Proveedores no energéticos.	652.640	548.793	0	0
Acreedores varios.	222.766	229.380	194.002	168.280
Otros.	94.977	31.694	0	0
Total	8.696.106	11.904.644	194.002	168.280

18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

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

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Vacaciones del personal.	102.603	106.616
Bonificaciones de feriados.	52.825	65.754
Participación sobre resultados	277.137	290.135
Total	432.565	462.505

19.- OTRAS PROVISIONES.

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

19.1.- Provisiones - Saldos

Clase de provisiones	Corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	30.000	137.674
Total	30.000	137.674

19.1.1.- Provisión de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra la Sociedad, por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales (detalle en Nota 29). Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo.

19.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldo al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales M\$	Por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas M\$	Otras provisiones M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	137.674	0	0	137.674
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(17.784)	0	24.927	7.143
Provisión utilizada.	(89.890)	0	(27.707)	(117.597)
Reversión de provisión no utilizada.	0	0	1.362	1.362
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	0	0	1.418	1.418
Total cambios en provisiones	(107.674)	0	0	(107.674)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	30.000	0	0	30.000

Saldo al 31 de diciembre de 2009.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales M\$	Por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas M\$	Otras provisiones M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	102.194	60.272	0	162.466
Provisiones adicionales.	30.175	0	0	30.175
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	34.847	(60.272)	0	(25.425)
Provisión utilizada.	(27.473)	0	0	(27.473)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	(2.069)	0	0	(2.069)
Total cambios en provisiones	35.480	(60.272)	0	(24.792)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	137.674	0	0	137.674

20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

20.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	842.897	1.063.342
Total	842.897	1.063.342

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial	1.102.473	1.022.298
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	69.861	68.366
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	52.082	73.144
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(407.906)	(36.814)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(50.239)	(24.521)
Total	766.271	1.102.473

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.	766.271	1.102.473
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	766.271	1.102.473
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	76.626	(39.131)
Total	842.897	1.063.342

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Línea del estado de resultados en la que se ha reconocido
	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	69.861	68.366	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	52.082	73.144	Costos Financieros.
Total gastos reconocidos en resultados	121.943	141.510	

20.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	31/12/2010	31/12/2009
Tasa de descuento utilizada.	4,9	3,6
Tasa de inflación.	3,0	3,0
Aumento futuros de salarios.	2,0	2,0
Tabla de mortalidad.	RV- 2009	B-2006
Tabla de invalidez.	30% de la RV - 2009	PDT 1985- Cat II
Tasa de rotación.	1,22	3,8

21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Ingresos diferidos. (*)	174.105	70.497	292.148	0
Total	174.105	70.497	292.148	0

21.1.- Ingresos diferidos.

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

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	172.680	68.381	0	0
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	1.425	2.116	0	0
Ganancia (Pérdida) actuariales diferidas	0	0	292.148	0
Total	174.105	70.497	292.148	0

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

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	70.497	215.585
Adiciones.	1.577.326	1.040.776
Imputación a resultados.	1.181.570	1.185.864
Total	466.253	70.497

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 ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2010	01/01/2009
	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	1.805.904	1.087.298
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	(670.840)	(520.244)
Margen de contratos en construcción	1.135.064	567.054

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

Detalle	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	786.121	295.673
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	172.680	68.381

22.- PATRIMONIO NETO.
22.1.- Capital suscrito y pagado.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2010, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 3.770.030.- y al 31 diciembre de 2009, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 12.523.549. La variación fue traspasada a las nuevas sociedades surgidas en el proceso de división, revelado en Nota 1.

22.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 el capital de la Sociedad está representado por 6.115.498 acciones sin valor nominal.

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

22.3.- Política de dividendos.

La Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el día 8 de abril de 2009 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.

De acuerdo con lo aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas de 9 de abril de 2010, corresponde distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas de la empresa, mediante 3 dividendos provisorios y un dividendo definitivo, con cargo a la utilidad distribuible del ejercicio 2010.

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.

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 8 de abril de 2009, aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 98 de \$ 311,695554 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2009, por un total de M\$ 1.906.175.-

El Directorio en Sesión Ordinaria de fecha 27 de mayo de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 99 de \$ 218,4 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2009, por un total de M\$ 1.335.626.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 434 de fecha 24 de agosto de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 100 de \$ 305,8 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 29 de septiembre de 2009, por un total de M\$ 1.870.119.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 437 de fecha 23 de noviembre de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 101 de \$ 168 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 23 de diciembre de 2009, por un total de M\$ 1.027.404.-

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

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

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

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

22.5.- Reservas.

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

Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación de los bienes de uso, los cuales se presentan netos de su respectivo impuesto diferido y depreciación; esta última es reciclada a las utilidades retenidas.

Con fecha 31 de diciembre de 2010 se ha efectuado el proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas del Grupo CGE. El efecto de este incremento neto de impuestos diferidos asciende a M\$ 2.039.666 y el saldo acumulado al cierre de los estados financieros, luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del año asciende a M\$ 6.831.025.

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2010	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos			4.407.701	0	0	4.407.701
Reservas de disponibles para la venta						
Total movimientos del ejercicio	0	0	0	0	0	0
Reservas de cobertura de flujo de caja						
Total movimientos del ejercicio	0	0	0	0	0	0
Reserva por revaluación						
Incremento por revaluaciones del ejercicio de propiedades, planta y equipo.	2.457.429	(417.763)	2.039.666	2.457.429	(417.763)	2.039.666
Total movimientos del ejercicio	2.457.429	(417.763)	2.039.666	2.457.429	(417.763)	2.039.666
Reserva de conversión						
Total movimientos del ejercicio	0	0	0	0	0	0
Otras reservas						
Total movimientos de asociadas en otros resultados integrales	0	0	0	0	0	0
Total resultado integral			6.447.367			6.447.367

Movimiento al 31 de diciembre de 2009.

Movimiento de otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2009	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos			7.699.053			7.699.053
Reservas de disponibles para la venta						
Total movimientos del ejercicio	0	0	0	0	0	0
Reservas de cobertura de flujo de caja						
Total movimientos del ejercicio	0	0	0	0	0	0
Reserva por revaluación						
Total movimientos del ejercicio	0	0	0	0	0	0
Reserva de conversión						
Total movimientos del ejercicio	0	0	0	0	0	0
Otras reservas						
Total movimientos de asociadas en otros resultados integrales	0	0	0	0	0	0
Total resultado integral			7.699.053			7.699.053

23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS
23.1.- Ingresos ordinarios.

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

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Ventas	59.685.716	64.650.131
Venta de energía.	59.598.295	63.956.065
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	87.421	694.066
Prestaciones de servicios	6.476.259	6.921.474
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	3.341.647	4.271.380
Arriendo de equipos de medida.	283.149	368.032
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	166	314
Apoyos en postación.	108.878	298.847
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	2.636.466	1.820.054
Otras prestaciones	105.953	162.847
Total	66.161.975	71.571.605

23.2.- Otros ingresos, por función.

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

Otros ingresos por función	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	104.378	81.111
Total	104.378	81.111

24.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítemes del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 que se adjunta, se descomponen como se indica a continuación:

24.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Costo de venta	58.683.767	63.142.188
Costo de administración	3.872.118	3.813.064
Total	62.555.885	66.955.252



Gastos por naturaleza	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Compra de energía.	53.253.680	57.782.824
Gastos de personal.	2.115.303	1.974.401
Gastos de operación y mantenimiento.	2.624.503	2.376.461
Gastos de administración.	3.016.349	3.135.153
Depreciación.	1.545.089	1.679.650
Amortización.	961	6.763
Total	62.555.885	66.955.252

24.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	1.498.840	1.394.043
Beneficios a corto plazo a los empleados.	320.162	374.857
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	69.861	68.366
Otros gastos de personal(*)	226.440	137.135
Total	2.115.303	1.974.401

Otros Gastos de personal (*)	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Bonificaciones y becas a empleados	139.802	72.504
Beneficios de seguridad social	91.476	71.887
Otros gastos de personal	(4.838)	(7.256)
Total	226.440	137.135

24.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	1.509.913	1.641.718
Gasto de administración.	35.176	37.932
Total depreciación	1.545.089	1.679.650
Amortización		
Gasto de administración.	961	6.763
Total amortización	961	6.763
Total	1.546.050	1.686.413

24.4.- Otras Ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2010	01/01/2009
	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Otras ganancias (pérdidas)		
Castigo de propiedades, planta y equipo	(171.673)	(266.318)
Juicios y multas	65.915	(36.267)
Devolución proveedores	0	132.697
Venta chatarra	12.155	2.433
Devolución clientes	0	212.868
Venta de propiedades, planta y equipo	5.564	684
Otros ingresos	25.352	214.859
Otros egresos	(72.306)	(10.804)
Total	(134.993)	250.152

25.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítemes adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidad de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01/01/2010	01/01/2009
	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	431.302	831.558
Otros ingresos financieros.	26.543	73.049
Total Ingresos financieros	457.845	904.607
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(178.131)	(419.478)
Otros gastos.	(59.326)	(75.350)
Total costos financieros	(237.457)	(494.828)
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	(163.239)	189.544
Diferencias de cambio		
Negativas.	(1.201)	0
Total diferencias de cambio	(1.201)	0
Total resultado financiero	55.948	599.323

26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias que asciende a M\$ 563.701 y M\$ 762.179, respectivamente.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, se procedió a calcular y contabilizar los efectos de la Ley N° 20.455 "Ley de Reconstrucción" con un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013. Producto de lo anterior y de conformidad a lo establecido en la NIC 12 se ha efectuado un abono de M\$ 15.460.-, por este concepto.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(689.052)	(1.034.058)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente.	18.802	23.961
Ajustes al impuesto corriente del ejercicio anterior.	(10.985)	1.915
Otros gastos por impuesto corriente.	(38.408)	(9.723)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(719.643)	(1.017.905)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	130.614	262.606
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o nuevas tasas.	15.460	0
Otro gasto por impuesto diferido.	9.868	(6.880)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	155.942	255.726
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	(563.701)	(762.179)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(719.643)	(1.017.905)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(719.643)	(1.017.905)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	155.942	255.726
Total gasto por impuestos diferidos, neto	155.942	255.726
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(563.701)	(762.179)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva para los ejercicios terminados al 31 de diciembre 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 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(845.138)	(1.438.409)
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	224.600	666.294
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	(72.751)	(7.243)
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados.	0	23.961
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	15.460	0
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en ejercicios anteriores.	(1.118)	(4.965)
Efecto impositivo de otras tasas impositivas	0	0
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	115.246	(1.817)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	281.437	676.230
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	(563.701)	(762.179)

26.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01-01-2010 31-12-2010		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$
Revaluación de propiedades, planta y equipo.	2.457.429	(417.763)	2.039.666
Total	2.457.429	(417.763)	2.039.666

27.- **GANANCIAS 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 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	4.407.701	7.699.053
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	4.407.701	7.699.053
Promedio ponderado de número de acciones, básico.	6.115.498	6.115.498
Ganancias (pérdidas) básicas por acción (\$ por acción)	721	1.259

28.- **INFORMACION POR SEGMENTO.**

28.1.- Criterios de segmentación.

La Gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el Comité Ejecutivo Estratégico.

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

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la transmisión y 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 el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

28.2.- Estado de resultados por función.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Servicios regulados		Servicios no regulados		Total	
	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	62.835.563	68.146.335	3.326.412	3.425.270	66.161.975
Costo de ventas	(57.347.819)	(61.413.628)	(1.335.948)	(1.728.560)	(58.683.767)	(63.142.188)
Ganancia bruta	5.487.744	6.732.707	1.990.464	1.696.710	7.478.208	8.429.417
Otros ingresos, por función.	104.378	81.111	0	0	104.378	81.111
Gasto de administración.	(3.872.118)	(3.813.064)	0	0	(3.872.118)	(3.813.064)
Otras ganancias (pérdidas).	(134.993)	250.152	0	0	(134.993)	250.152
Ingresos financieros.	457.845	904.607	0	0	457.845	904.607
Costos financieros.	(237.457)	(494.828)	0	0	(237.457)	(494.828)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	1.339.979	2.914.293	0	0	1.339.979	2.914.293
Diferencias de cambio.	(1.201)	0	0	0	(1.201)	0
Resultados por unidades de reajuste.	(163.239)	189.544	0	0	(163.239)	189.544
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	2.980.938	6.764.522	1.990.464	1.696.710	4.971.402	8.461.232
Gasto por impuestos a las ganancias.	(225.322)	(473.738)	(338.379)	(288.441)	(563.701)	(762.179)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	2.755.616	6.290.784	1.652.085	1.408.269	4.407.701	7.699.053
Ganancia (pérdida)	2.755.616	6.290.784	1.652.085	1.408.269	4.407.701	7.699.053
Depreciación	1.545.089	1.679.650	0	0	1.545.089	1.679.650
Amortización	961	6.765	0	0	961	6.765
EBITDA	3.266.054	4.687.169	1.990.464	1.696.710	5.256.518	6.383.879

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

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

29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

29.1.- Juicios y otras acciones legales.

- Nombre del juicio: "Farías Galaz con Emelat S.A."
 Fecha de ingreso: 17 de diciembre de 2007.
 Tribunal: 1º Juzgado Civil de Copiapó.
 Materia: Indemnización de perjuicios por incendio de locales comerciales.
 Cuantía: M\$ 95.000.
 Estado: Período de prueba.

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

29.2.- Sanciones administrativas.

No existen procedimientos administrativos sancionatorios en 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.

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

31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

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

Ciudad	31/12/2009			Promedio del período
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Total	
Copiapó	3	64	67	65
Vallenar	0	17	17	17
Caldera	0	6	6	6
Chañaral	0	4	4	4
Huasco	0	2	2	2
Total	3	93	96	94

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 los 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 diciembre de 2010 y 2009 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolsos futuros en la materia.

33.- HECHOS POSTERIORES.

- a) Por resolución exenta N° 078 de la Superintendencia de Valores y Seguros, de fecha 04 de febrero de 2011, resuelve la cancelación, a petición de la Sociedad, de la inscripción N° 282 del Registro de Valores; y por otro lado, se inscribe la Sociedad en el Registro Especial de Entidades Informantes.
- b) Entre el 31 de diciembre de 2010, fecha de cierre de estos estados financieros y su fecha de presentación, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.