



EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE 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 DE IQUIQUE S.A.

RUT.: 96.541.870-9

INDICE

	Página N°	
I.-	INFORMES 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 FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	11
III.-	NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.	
1.-	INFORMACION GENERAL.	12
2.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	12
2.1.-	Bases de preparación de los estados financieros.	12
2.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	13
2.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2010, para las cuales no se han efectuado adopción anticipada de las mismas.	14
2.4.-	Transacciones en moneda extranjera.	15
2.5.-	Información financiera por segmentos operativos.	16
2.6.-	Propiedades, planta y equipo.	16
2.7.-	Propiedades de inversión.	17
2.8.-	Activos intangibles.	17
2.9.-	Costos por intereses.	18
2.10.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	18
2.11.-	Activos financieros.	19
2.12.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	19
2.13.-	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	19
2.14.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	20
2.15.-	Capital social.	20
2.16.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	20
2.17.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	20
2.18.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	20
2.19.-	Beneficios a los empleados.	21
2.20.-	Provisiones.	22
2.21.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	22
2.22.-	Reconocimiento de ingresos.	23
2.23.-	Contratos de construcción.	23
2.24.-	Distribución de dividendos.	23
3.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	24
3.1.-	Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	24
3.2.-	Riesgo financiero.	30
3.3.-	Control Interno.	34
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	35
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	35
4.2.-	Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	35
4.3.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	35

	Página N°
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	36
6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	36
7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	38
7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	38
7.2.- Directorio y gerencia de la Sociedad.	40
8.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	41
9.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	41
10.- INVERSIONES EN ASOCIADAS.	41
10.1.- Composición del Rubro.	41
10.2.- Inversión en Asociadas.	42
10.3.- Información sobre el valor razonable de las inversiones en asociadas	43
11.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	43
11.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.	43
12.- PLUSVALIA	45
13.- PROPIEDADES DE INVERSION	45
13.1.- Composición y movimientos del rubro.	45
13.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	46
13.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	46
14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	46
14.1.- Vidas Útiles.	46
14.2.- Detalle de los rubros.	46
14.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	48
14.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	49
14.5.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipos.	49
14.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	49
15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	51
15.1.- Activos y pasivos por impuestos diferidos.	51
15.2.- Movimientos de impuestos diferidos del estado de situación financiera.	51
15.3.- Compensación de partidas.	52
16.- PASIVOS FINANCIEROS.	52
16.1.- Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.	52
17.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	53
17.1.- Pasivos Acumulados (o Devengados).	53
18.- OTRAS PROVISIONES.	53
18.1.- Provisiones – Saldos.	53
18.2.- Movimiento de las provisiones.	54

	Página N°
19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	54
19.1.- Detalle del rubro.	54
19.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	55
19.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	55
19.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.	55
19.5.- Hipótesis actuariales.	55
20.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	56
20.1.- Ingresos diferidos.	56
20.2.- Contratos de construcción.	56
21.- PATRIMONIO NETO.	57
21.1.- Capital suscrito y pagado.	57
21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	57
21.3.- Políticas de dividendos.	57
21.4.- Dividendos.	58
21.5.- Reservas.	58
21.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	59
22.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	60
22.1.- Ingresos ordinarios.	60
22.2.- Otros ingresos, por función.	60
23.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	60
23.1.- Gastos por naturaleza.	61
23.2.- Gastos de personal.	61
23.3.- Depreciación y amortización.	61
23.4.- Otras ganancias (pérdidas).	62
24.- RESULTADO FINANCIERO.	62
25.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	62
25.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	62
25.2.- Localización del efecto en resultado por impuesto a las ganancias.	63
25.3.- Conciliación entre el resultado por impuesto a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	63
25.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	64
26.- GANANCIA POR ACCION.	64
27.- INFORMACION POR SEGMENTO.	64
27.1.- Criterios de segmentación.	64
27.2.- Estado de resultados por función.	65
28.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	66
28.1.- Juicios y otras acciones legales.	66
28.2.- Sanciones administrativas.	67
28.3.- Restricciones.	67
29.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	67

	Página N°
30.- DISTRIBUCION DE PERSONAL.	67
31.- MEDIO AMBIENTE.	67
32.- HECHOS POSTERIORES.	68

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

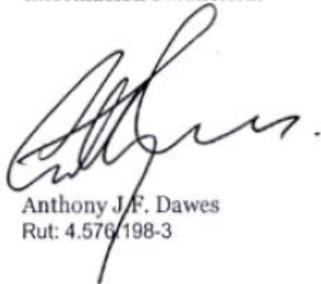
Santiago, 21 de febrero de 2011

Señores
Accionistas y Directores
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Empresa Eléctrica de Iquique 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 de Iquique 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 de Iquique 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 de Iquique 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 DE IQUIQUE S.A.
RUT.: 96.541.870-9
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	1.069.801	530.664
Otros activos no financieros.	9	23.594	13.316
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	7.578.486	8.849.904
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	3.853.813	2.576.137
Inventarios.		3.624	8.015
Activos por impuestos.	8	134.879	39.313
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		12.664.197	12.017.349
Total activos corrientes		12.664.197	12.017.349
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Derechos por cobrar.	6	201.126	391.894
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	7.639	7.457
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	10	9.598.250	8.915.003
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	11	914	1.489
Plusvalía.	12	394.301	394.301
Propiedades, planta y equipo.	14	29.072.987	25.884.591
Propiedad de inversión.	13	136.500	123.461
Total activos no corrientes		39.411.717	35.718.196
TOTAL ACTIVOS		52.075.914	47.735.545

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
RUT.: 96.541.870-9
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros.	16	83.048	251.004
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	17	4.838.155	4.893.931
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	1.582.017	1.352.240
Otras provisiones.	18	83.639	11.512
Otros pasivos no financieros.	20	268.194	183.724
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.		6.855.053	6.692.411
Total pasivos corrientes		6.855.053	6.692.411
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros.	16	14.353.763	13.934.759
Otras cuentas por pagar.	17	107.213	109.261
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	32.558	32.188
Pasivo por impuestos diferidos.	15	884.398	645.543
Provisiones por beneficios a los empleados.	19	1.105.177	897.463
Otros pasivos no financieros.	20	14.929	0
Total pasivos no corrientes		16.498.038	15.619.214
TOTAL PASIVOS		23.353.091	22.311.625
PATRIMONIO NETO			
Capital emitido.	21	8.678.041	8.678.041
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	21	9.069.307	8.485.976
Primas de emisión.		104.285	104.285
Otras reservas.	21	10.871.190	8.155.618
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		28.722.823	25.423.920
Total patrimonio		28.722.823	25.423.920
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		52.075.914	47.735.545

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.

RUT.: 96.541.870-9

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

(Expresados 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.	22	46.552.535	52.579.162
Costo de ventas	23	(38.960.411)	(44.149.567)
Ganancia bruta		7.592.124	8.429.595
Otros ingresos, por función.	22	58.877	48.024
Gasto de administración.	23	(4.276.426)	(3.569.886)
Otras ganancias (pérdidas).	23	(148.223)	249.191
Ingresos financieros.	24	555.918	897.418
Costos financieros.	24	(376.856)	(828.519)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	10	637.858	1.364.337
Diferencias de cambio.	24	0	(2.376)
Resultados por unidades de reajuste.	24	(341.035)	340.417
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		3.702.237	6.928.201
Gasto por impuestos a las ganancias.	25	(466.492)	(755.256)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		3.235.745	6.172.945
Ganancia (pérdida)		3.235.745	6.172.945
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		3.235.745	6.172.945
Ganancia (pérdida)		3.235.745	6.172.945
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	26	18	34
Ganancia (pérdida) por acción básica.		18	34

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.

RUT.: 96.541.870-9

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)		3.235.745	6.172.945
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación		2.406.716	0
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	21	699.824	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		3.106.540	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.		(409.142)	0
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		(409.142)	0
Otro resultado integral		2.697.398	0
Total resultado integral		5.933.143	6.172.945
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		5.933.143	6.172.945
Total resultado integral	21	5.933.143	6.172.945

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.

RUT.: 96.541.870-9

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

31 de diciembre de 2010

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$
			Superávit de revaluación M\$	Otras reservas M\$	Total reservas M\$			
Saldo inicial período actual 01/01/2010	8.678.041	104.285	7.359.582	796.036	8.155.618	8.485.976	25.423.920	25.423.920
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						3.235.745	3.235.745	3.235.745
Otro resultado integral.			1.997.574	699.824	2.697.398	0	2.697.398	2.697.398
Resultado integral.						0	5.933.143	5.933.143
Dividendos.						(2.634.231)	(2.634.231)	(2.634.231)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.			55.322	(37.148)	18.174	(18.183)	(9)	(9)
Total de cambios en patrimonio	0	0	2.052.896	662.676	2.715.572	583.331	3.298.903	3.298.903
Saldo final período actual 31/12/2010	8.678.041	104.285	9.412.478	1.458.712	10.871.190	9.069.307	28.722.823	28.722.823

31 de diciembre de 2009

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$
			Superávit de revaluación M\$	Otras reservas M\$	Total reservas M\$			
Saldo inicial período actual 01/01/2009	8.678.041	104.285	7.714.634	(413.769)	7.300.865	4.701.969	20.785.160	20.785.160
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						6.172.945	6.172.945	6.172.945
Resultado integral.						0	6.172.945	6.172.945
Dividendos.						(3.784.614)	(3.784.614)	(3.784.614)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.			(355.052)	1.209.805	854.753	1.395.676	2.250.429	2.250.429
Total de cambios en patrimonio	0	0	(355.052)	1.209.805	854.753	3.784.007	4.638.760	4.638.760
Saldo final período actual 31/12/2009	8.678.041	104.285	7.359.582	796.036	8.155.618	8.485.976	25.423.920	25.423.920

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
RUT.: 96.541.870-9
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresados 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.		57.253.195	64.858.275
Otros cobros por actividades de operación.		77.417	62.487
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(46.729.268)	(53.037.465)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(2.586.869)	(2.259.426)
Otros pagos por actividades de operación.		(1.283.196)	(1.789.900)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		654.434	953.499
Intereses pagados.		(425.786)	(632.965)
Intereses recibidos.		59.256	5.298
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(656.739)	(540.281)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(79.630)	313.835
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		6.282.814	7.933.357
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas	7	(2.952.175)	(2.471.707)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		81.822	23.380
Compras de propiedades, planta y equipo.		(2.342.992)	(1.798.172)
Compras de activos intangibles.	11	0	(1.092)
Cobros a entidades relacionadas.	7	1.888.178	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(3.325.167)	(4.247.591)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	7	0	(603.218)
Dividendos pagados.		(2.418.510)	(3.776.250)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(2.418.510)	(4.379.468)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		539.137	(693.702)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		539.137	(693.702)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.		530.664	1.224.366
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	5	1.069.801	530.664

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
RUT.: 96.541.870-9
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009.

1.- INFORMACION GENERAL.

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

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

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

Empresa Eléctrica de Iquique S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social en Zegers 469 en la ciudad de Iquique en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con fecha 12 de Enero de 1989, en la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 0335 y cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A. tiene como objeto social principal el de distribuir, transmitir y comercializar energía eléctrica en la I Región de Chile, teniendo como preocupación preferente la atención a sus clientes, los cuales se encuentran repartidos en las comunas de Iquique, Pica, Pozo Almonte, Huara, y Alto Hospicio, entre otros.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N°358 del 21 de febrero de 2011, quien 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 las empresas 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 de la Sociedad han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

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

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

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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 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 a 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 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 aplicar a la Sociedad, no tendrán un impacto significativo en sus estados financieros.

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 de Iquique S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros de la Sociedad.

2.4.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de 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 los activos fijos, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo histórico menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado, de existir.

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

Las construcciones u obras en curso, incluyen conceptos devengados únicamente durante el período de construcción, tales como, gastos de personal relacionados en forma directa, gastos financieros en caso de existir y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

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

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

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

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

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

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

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 algunas de las sociedades de la Sociedad.

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 bajo el rubro de 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.- Programas informáticos.

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

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

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

2.9.- Costos por intereses

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

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

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

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

2.11.- Activos financieros.

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

La Sociedad, al cierre de estos estados financieros, 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.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

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

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

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

2.13.- 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 otros resultados integral).

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

haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

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

En el caso del grupo Emel, 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.

2.14.- 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.

2.15.- 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.

2.16.- 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.

2.17.- 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.

2.18.- 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.

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

2.19.- Beneficios a los empleados.

2.19.1.- 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.

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

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

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

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

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

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

Los beneficios por cese, que no califican con lo descrito en el punto 2.19.2., 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.

2.19.4.- 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.

2.20.- 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.

2.21.- 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.

2.22.- 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.

2.22.1.- Ventas de electricidad.

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

2.22.2.- Ingresos por intereses.

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

2.23.- Contratos de construcción.

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

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

2.24.- Distribución de dividendos.

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

3. POLÍTICA DE GESTION DE RIESGOS.

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

3.1. Descripción del mercado donde opera la Sociedad.

ELIQSA participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Tarapacá.

3.1.1. Aspectos Regulatorios.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Por otra parte, mediante Decretos N° 121/2010 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y N° 89/2010 y N° 134/2010, ambos del Ministerio de Energía, se determinaron las líneas y subestaciones del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central clasificadas como de subtransmisión. Dichas instalaciones y sus respectivos sistemas deben considerarse para la realización de los estudios del valor anual de subtransmisión correspondientes, sin perjuicio de la calificación que se realice en el decreto que fija las instalaciones del sistema de transmisión troncal.

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

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

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

cuenta con un plazo de 30 días para resolver las discrepancias que surjan. A la fecha, aún no se resuelve esta situación.

3.1.2. Mercado de distribución de electricidad.

ELIQUISA participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 83.871 clientes en la Región de Tarapacá, con ventas físicas que alcanzaron a 444 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 del SING, cuenta con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado con el generador GasAtacama Generación. Este contrato está vigente hasta el 31 de diciembre de 2011. Por otra parte, durante el ejercicio 2009, vía licitación pública se firmó el contrato de suministro de energía y potencia con E-CL con vigencia desde enero de 2012 hasta diciembre de 2026.

Demanda

El crecimiento de la demanda se relaciona con el mejoramiento del ingreso y con el desarrollo tecnológico asociado principalmente, en el sector residencial, a mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Así, es posible concluir que el crecimiento de este mercado está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados.

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

Precios

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

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

Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor agregado de distribución

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2012, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II); un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

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

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

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

El valor agregado de distribución considera:

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

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, la CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las

cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

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

Precios de servicios asociados al suministro

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

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto Supremo N° 197 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 04 de diciembre de 2009, publicado en el Diario Oficial del 04 de diciembre de 2009.

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

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

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

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la

legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

3.1.3. Mercado de transmisión de electricidad.

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

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

Las instalaciones de subtransmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través del estudio de subtransmisión, el que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda de los siguientes 10 años y se aplica para un período de cuatro años.

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

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

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

Las tarifas de subtransmisión vigentes son las publicadas en el decreto N° 320, del 09 de enero de 2009, las que tendrán vigencia hasta el año 2010.

Precios

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

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

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

De esta forma, se puede concluir que el negocio de transmisión y transformación de electricidad, posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista regulatorio y tarifario, al contar con un marco regulatorio estable donde los precios son determinados con mecanismos de carácter técnico, diseñados para obtener una rentabilidad justa para los activos invertidos en este sector.

Demanda

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

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

3.2. Riesgo financiero.

Los negocios en que participa la Sociedad, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y una estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el

Grupo CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

3.2.1. Riesgo de tipo de cambio.

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

Al cierre del ejercicio, la deuda financiera de la Sociedad alcanzó a M\$14.436.811, la que se encuentra denominada en unidades de fomento o pesos.

2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	14.436.811	100%
Total deuda financiera	14.436.811	100%

2009	M\$	%
Deuda en pesos o UF	14.185.763	100%
Total deuda financiera	14.185.763	100%

La mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la unidad de fomento respecto del peso.

Al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento (UF) debido a la variación del valor de la UF en el ejercicio, se observa un impacto negativo de M\$ 342.976.

2010		UF	M\$
AL 31-12-2009	No se amortiza en 12 meses Efecto amortización	669.000	14.010.787
Al 31/12/2010		669.000	14.353.763
Efecto por unidad de reajuste			-342.976

2009		UF	M\$
AL 31-12-2008	No se amortiza en 12 meses Efecto amortización	669.000	14.351.769 0
Al 31/12/2009		669.000	14.010.787
Efecto por unidad de reajuste			340.982

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

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Sociedad podría haber oscilado entre una utilidad por la variación de la unidad de fomento respecto del peso o una pérdida de M\$ 143.538 para el ejercicio recién concluido.

3.2.2. Riesgo de tasa de interés.

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

2010	M\$	%
Deuda a tasa Fija	0	0%
Deuda a tasa variable	14.436.811	100%
Total deuda Financiera	14.436.811	100%

2009	M\$	%
Deuda a tasa Fija	0	0%
Deuda a tasa variable	14.185.763	100%
Total deuda Financiera	14.185.763	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\$ 144.368 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.

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

El flujo que genera la deuda financiera de ELIQSA se ha estructurado en un 98% a largo plazo, mediante créditos bancarios, como se indica en el siguiente cuadro:

M\$ al 31/12/10	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	TOTAL
Bancos	227.420	14.923.871	0	0	0	15.151.291
Total	227.420	14.923.871	0	0	0	15.151.291
	2%	98%	0%	0%	0%	100%

M\$ al 31/12/09	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	TOTAL
Bancos	582.508	14.306.472	0	0	0	14.888.980
Total	582.508	14.306.472	0	0	0	14.888.980
	4%	96%	0%	0%	0%	100%

3.2.4. Riesgo de crédito.

El riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy limitado. El corto plazo de cobro a los clientes permite acotar los montos de deuda individuales a través de la gestión de la suspensión de suministro por falta de pago. La regulación

vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico limitando la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los tres clientes más grandes equivalen a un 12% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2010	Ventas	Clientes
Residencial	35,99%	76.438
Industrial	20,93%	361
Comercial	36,66%	5.722
Otros	6,42%	1.350
Total	100%	83.871

2009	Ventas	Clientes
Residencial	37,46%	74.796
Industrial	23,26%	349
Comercial	32,74%	5.305
Otros	6,54%	1.301
Total	100%	81.751

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

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

3.2.5. Riesgo de liquidez.

3.2.5.1. Efecto en flujo de caja por cambios de precios de nudo.

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

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en el flujo de caja de las empresas distribuidoras, fenómeno que se origina por la diferencia en las condiciones de aplicación de dichos precios en la compra y en la venta.

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

resulta de ponderar por 10/30 la tarifa del mes anterior y por 20/30 la nueva tarifa.

Para el ejercicio enero – diciembre de 2010, considerando la estructura de compra y venta física y los niveles de precios y tarifas que se observan, es posible determinar que por cada punto porcentual en que se incremente el precio de nudo, se produce un requerimiento a financiar del 70% que se recupera con el perfil de pago de los clientes.

3.2.5.2. Efecto en flujo de caja por cambios en el perfil de pago de los clientes.

En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. La legislación aporta con un factor importante para mitigar este riesgo, el cobro por Pago Fuera de Plazo que faculta a las distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos en la Sociedad.

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

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios de la empresa al 31 de 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 el resumen del valor libro y de mercado del saldo insoluto de los pasivos financieros de la empresa:

Pasivos Financieros 2010 M\$	Valor Libro al 31-12-2010 M\$	Valor Justo al 31-12-2010 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	14.436.811	13.749.024	-4,76%

Pasivos Financieros 2009 M\$	Valor Libro al 31-12-2009 M\$	Valor Justo al 31-12-2009 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	14.185.763	14.561.356	2,6%

3.3. Control interno.

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

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

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

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

4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.

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

Los resultados de las estimaciones efectuadas no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver nota 12).

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 varios 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 el Grupo CGE para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, el Grupo CGE considera las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

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

4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

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

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

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Efectivo en caja.	649.383	344.896
Saldos en bancos.	420.418	185.768
Total	1.069.801	530.664

Este rubro está denominado en pesos chilenos.

No existe variación entre el efectivo y efectivo equivalente presentados en el estado 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 la 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.	7.107.191	7.993.477	80.400	265.277
Otras cuentas por cobrar, neto.	471.295	856.427	120.726	126.617
Total	7.578.486	8.849.904	201.126	391.894

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.	7.533.826	8.388.570	80.400	265.277
Otras cuentas por cobrar, bruto.	473.002	864.984	120.726	126.617
Total	8.006.828	9.253.554	201.126	391.894

Los plazos de 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 M\$	31/12/2009 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	3.691.433	3.640.175
Con vencimiento entre tres y seis meses.	142.520	113.892
Con vencimiento entre seis y doce meses.	180.587	219.299
Con vencimiento mayor a doce meses.	653.615	464.141
Total	4.668.155	4.437.507

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vigentes o por vencer y no deteriorados al 31 de diciembre de 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.	3.037.818	3.893.935	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	106.605	249.279	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	194.250	672.833	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	201.126	391.894
Total	3.338.673	4.816.047	201.126	391.894

El detalle del deterioro de deudores comerciales 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 M\$	31/12/2009 M\$
Deudores comerciales.	426.635	395.093
Otras cuentas por cobrar.	1.707	8.557
Total	428.342	403.650

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 M\$	31/12/2009 M\$
Saldo inicial.	403.650	343.277
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del ejercicio.	(104.522)	(88.045)
Aumento (disminución) del ejercicio.	129.214	148.418
Total	428.342	403.650

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 31/12/2010 M\$	01/01/2009 31/12/2009 M\$
Deudores comerciales.	31.542	60.372
Otras cuentas por cobrar.	(6.850)	0
Total	24.692	60.372

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

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

Calidad Crediticia:

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

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

Las transacciones con empresas relacionadas son de pago/cobro inmediato 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 la siguiente:

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz	CL\$	0	0	37	36
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL\$	7.159	5.026	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\$	2.050	2.744	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\$	195.868	0	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	338	330
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	743	1.737	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL\$	0	0	466	455
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Asociada	CL\$	3.646	5.428	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Asociada	CL\$	9.526	4.645	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Asociada	CL\$	0	0	6.798	6.636
96.893.220-9	Transmel S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Accionista	CL\$	31.909	54.991	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Controladora	CL\$	3.561.474	2.486.137	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	135	226	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	8.551	9.045	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	29.505	5.768	0	0
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	3.247	390	0	0
Total							3.853.813	2.576.137	7.639	7.457

7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

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

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2010	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 \$	5.891	27.093	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	2.732	0	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz	CL \$	0	0	16.607	16.618
86.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	408.116	426.893	0	0
86.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	2.516	2.456
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	77.591	59.598	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	10.995	10.733
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	256.363	167.701	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Asociada	CL \$	0	0	368	359
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	109.055	95.083	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Asociada	CL \$	0	0	2.072	2.022
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	37.662	29.867	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	3.431	12.272	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	10.269	27.260	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	212.184	379.101	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.007	98.328	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	227.237	21.194	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	7.850	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	14.623	0	0	0
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	214.856	0	0	0
Total							1.582.017	1.352.240	32.558	32.188

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados 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	Efecto en resultados	01/01/2009	Efecto en resultados
						31/12/2010	(cargo) / abono	31/12/2009	(cargo) / abono
						monto	M\$	monto	M\$
						M\$		M\$	
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	1.402.610	(1.402.610)	1.254.067	(1.254.067)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	CL \$	317.708	(5.484)	471.627	(71.932)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	0	0	584.949	10.024
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Asociada	Compra de materiales	CL \$	1.899	0	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Asociada	Venta de materiales	CL \$	53.515	0	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Asociada	Compra de materiales	CL \$	39.165	0	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Asociada	Venta de materiales	CL \$	64.000	0	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Asociada	Compra de materiales	CL \$	39.165	(39.165)	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Asociada	Servicios recibidos	CL \$	22.008	(22.008)	0	0
77.072.240-3	Esmec Ltda.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	0	0	14.906	(14.906)
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	171.381	171.381	169.741	169.741
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	30.404	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	84.184	(84.184)	121.300	(121.300)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	16.403	16.403	8.201	8.201
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Venta de materiales	CL \$	0	0	20.223	20.223
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	30.486	30.486	470	470
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	2.453	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL \$	129.667	(129.667)	101.267	(101.267)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	1.063.997	70.595	2.489.976	3.723
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	12.690	12.690	15.798	15.798
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Venta de materiales	CL \$	0	0	123.305	123.305
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	112.631	(112.631)	41.840	(41.840)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	1.002.559	(76.709)	441.878	(30.509)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL \$	7.840	(7.840)	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	521.537	(521.537)	135.387	(135.387)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	587	(587)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	3.084	(3.084)	9.941	(9.941)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	12.289	0	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	57.983	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	8.952	8.952	1.939	1.939
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	0	0	13.926	13.926
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	26.491	0	227.859	(68.103)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	527.238	(527.238)	24.586	(24.586)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	80.105	(80.105)	6.597	(6.597)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	3.341	3.341	0	0

7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de Eliqsa S.A. lo componen 7 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 Gerente zonal, un Subgerente comercial y un Subgerente de operaciones.

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 15 de abril de 2010 fijó los siguientes montos para el ejercicio 2010:

- **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 ELIQSA S.A.

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

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

7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del Equipo Gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 266.971 al 31 de diciembre de 2010, (M\$ 224.382 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.- **ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.**

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

Activos por impuestos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Pagos provisionales mensuales.	703.865	818.849
Rebajas al impuesto.	72.135	27.461
Total	776.000	846.310

Pasivos por impuestos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	641.121	806.997
Total	641.121	806.997

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.	134.879	39.313

9.- **OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.**

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

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Gastos pagados por anticipado.	23.594	11.847
Garantías de arriendo.	0	1.469
Total	23.594	13.316

10.- **INVERSIONES EN ASOCIADAS.**

10.1.- **Composición del rubro.**

Al 31 de diciembre de 2010

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al
	31/12/2009				31/12/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones en asociadas.	8.915.003	637.858	(654.435)	699.824	9.598.250
TOTALES	8.915.003	637.858	(654.435)	699.824	9.598.250

Al 31 de diciembre de 2009

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2009	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31/12/2009
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones en asociadas.	8.186.284	1.377.580	(13.243)	(671.100)	22.239	8.915.003
TOTALES	8.186.284	1.377.580	(13.243)	(671.100)	22.239	8.915.003

Con fecha 10 de noviembre del 2009, Empresa Eléctrica de Iquique 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. todo esto como parte del proceso de reorganización de Empresas Emel S.A., la cual paga a Empresa Eléctrica de Iquique S.A. la suma de M\$1.200 por la compra de 1.200.000 acciones y la suma de M\$2.774 por la compra de 2.773.509 acciones, respectivamente.

10.2.- Inversión en asociadas.

10.2.1.- Inversiones en asociadas contabilizadas usando 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	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31/12/2010
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL\$	24,7319%	24,7319%	4.491.184	421.348	0	(335.800)	380.230	4.956.962
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL\$	7,7432%	7,7432%	2.715.640	369.305	0	(247.800)	328.656	3.165.801
Transemel S.A.	Chile	CL\$	9,0000%	9,0000%	1.708.179	(152.795)	0	(70.835)	(9.062)	1.475.487
TOTALES					8.915.003	637.858	0	(654.435)	699.824	9.598.250

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	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31/12/2009
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL\$	24,7319%	24,7319%	4.042.044	781.320	0	(349.599)	17.419	4.491.184
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL\$	7,7432%	7,7432%	2.461.034	482.186	0	(232.400)	4.820	2.715.640
Transemel S.A.	Chile	CL\$	9,0000%	9,0000%	1.683.206	114.074	0	(89.101)	0	1.708.179
Estudios, Servicios e Inversiones S.A.	Chile	CL\$	0,0000%	0,0000%	0	0	(901)	0	0	0
Aleph S.A.	Chile	CL\$	0,0000%	0,0000%	0	0	(12.342)	0	0	0
TOTALES					8.186.284	1.377.580	(13.243)	(671.100)	22.239	8.915.003

10.2.2.- 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\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	24,73%	6.661.239	27.045.587	33.706.826	3.175.425	10.488.626	13.664.051	26.883.241	(25.179.581)	1.703.660
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	7,74%	16.000.368	62.074.473	78.074.841	9.719.047	27.470.603	37.189.650	77.234.576	(72.465.133)	4.769.443
Transemel S.A.	9,00%	1.090.947	22.797.903	23.888.850	1.772.997	5.721.552	7.494.549	3.490.489	(5.188.214)	(1.697.725)
TOTALES		23.752.554	111.917.963	135.670.517	14.667.469	43.680.781	58.348.250	107.608.306	(102.832.928)	4.775.378

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\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	24,73%	6.965.261	25.079.874	32.045.135	9.332.275	4.553.394	13.885.669	31.662.031	(28.502.874)	3.159.157
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	7,74%	16.677.601	55.646.364	72.323.965	21.542.274	15.710.161	37.252.435	93.386.345	(87.159.085)	6.227.260
Transemel S.A.	9,00%	2.022.046	24.889.804	26.911.850	1.664.112	6.267.969	7.932.081	3.531.980	(2.264.494)	1.267.486
Estudios, Servicios e Inversiones S.A.	0,00%	37.265	0	37.265	7.577	402	7.979	0	(5.913)	(5.913)
Aleph S.A.	0,00%	444.733	0	444.733	3.086	0	3.086	0	(59.740)	(59.740)
TOTALES		26.146.906	105.616.042	131.762.948	32.549.324	26.531.926	59.081.250	128.580.356	(117.992.106)	10.588.250

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

Al 31 de diciembre de 2010

Inversiones en Asociadas con cotización pública	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Participación en N° de Acciones	Valor Bursátil por acción	Valor Bursátil al 31/12/2010 M\$
EMELARI S.A.	Chile	CL \$	24,73%	46.000.000	180	8.280.000
ELECDA S.A.	Chile	CL \$	7,74%	14.000.000	430	6.020.000
TOTALES						14.300.000

Al 31 de diciembre de 2009

Inversiones en Asociadas con cotización pública	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Participación en N° de Acciones	Valor Bursátil por acción	Valor Bursátil al 31/12/2009 M\$
EMELARI S.A.	Chile	CL \$	24,73%	46.000.000	178	8.206.400
ELECDA S.A.	Chile	CL \$	7,74%	14.000.000	420	5.880.000
TOTALES						14.086.400

11.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

11.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto por programas informáticos.

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.	914	1.489
Total	914	1.489

Clases de activos intangibles, bruto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Programas informáticos, bruto.	1.357.051	1.357.051
Total	1.357.051	1.357.051

Clases de Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	1.356.137	1.355.562
Total	1.356.137	1.355.562

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	1.356.137	1.355.562
Total	1.356.137	1.355.562

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

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

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

Movimientos en activos intangibles	2010	
	Programas informáticos, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	1.489	1.489
Amortización.	(575)	(575)
Cambios, total	(575)	(575)
Saldo final activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2010	914	914

Movimientos en activos intangibles	2009	
	Programas informáticos, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	2.647	2.647
Adiciones.	1.092	1.092
Amortización.	(2.250)	(2.250)
Cambios, total	(1.158)	(1.158)
Saldo final activos intangibles al 31 de diciembre de 2009	1.489	1.489

El cargo a resultados por amortización de intangibles, registrado en el gasto de administración, al 31 de diciembre de 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	575	2.250
Total		575	2.250

12.- 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	Saldo al	Saldo al
		01/01/2009	31/12/2009	31/12/2010
		M\$	M\$	M\$
96.541.920-9	Elecda S.A.	64.990	64.990	64.990
96.542.120-3	Emelari S.A.	329.311	329.311	329.311
Totales		394.301	394.301	394.301

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

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

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

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

13.- PROPIEDADES DE INVERSION.

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

13.1.- Composición y movimientos del rubro.

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Saldo Inicial	123.461	125.916
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	0	(2.455)
Cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable, total	13.039	(2.455)
Total	136.500	123.461

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.

13.2.- 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.	136.500	123.461
Total	136.500	123.461

13.3.- 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	58.877	48.024

14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

14.1.- Vidas Útiles.

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

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

14.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro es la siguiente al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

14.2.1.- 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.	2.058.737	1.229.893
Terrenos.	1.187.696	1.332.124
Edificios.	1.944.097	1.743.319
Planta y equipos.	21.886.030	19.744.988
Subestaciones de poder.	5.690.710	5.328.344
Subestaciones de distribución.	3.763.292	3.354.248
Líneas y redes de media y baja tensión.	11.966.979	10.615.912
Medidores.	465.049	446.484
Equipamiento de tecnología de la información	11.512	29.317
Instalaciones fijas y accesorios	1.069.073	889.690
Equipos de comunicaciones.	136.757	117.502
Herramientas.	449.566	443.216
Muebles y útiles.	43.835	43.458
Instalaciones y accesorios diversos.	438.915	285.514
Vehículos de motor.	493.565	540.630
Otras propiedades, plantas y equipos.	422.277	374.630
Total	29.072.987	25.884.591

14.2.2.- 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.	2.058.737	1.229.893
Terrenos.	1.187.696	1.332.124
Edificios.	2.478.257	2.314.642
Planta y equipos.	28.653.641	26.252.893
Subestaciones de poder.	6.510.351	6.238.953
Subestaciones de distribución.	5.487.779	4.916.734
Líneas y redes de media y baja tensión.	15.667.260	14.202.177
Medidores.	988.251	895.029
Equipamiento de tecnología de la información	108.724	117.055
Instalaciones fijas y accesorios	2.115.097	1.809.986
Equipos de comunicaciones.	610.758	540.584
Herramientas.	782.757	740.186
Muebles y útiles.	87.477	87.995
Instalaciones y accesorios diversos.	634.105	441.221
Vehículos de motor.	912.527	951.346
Otras propiedades, plantas y equipos.	422.277	374.630
Total	37.936.956	34.382.569

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

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Edificios.	534.160	571.323
Planta y equipos.	6.767.611	6.507.905
Subestaciones de poder.	819.641	910.609
Subestaciones de distribución.	1.724.487	1.562.486
Líneas y redes de media y baja tensión.	3.700.281	3.586.265
Medidores.	523.202	448.545
Equipamiento de tecnología de la información	97.212	87.738
Instalaciones fijas y accesorios	1.046.024	920.296
Equipos de comunicaciones.	474.001	423.082
Herramientas.	333.191	296.970
Muebles y útiles.	43.642	44.537
Instalaciones y accesorios diversos.	195.190	155.707
Vehículos de motor.	418.962	410.716
Total	8.863.969	8.497.978

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

14.3.- 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	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		1.229.893	1.332.124	1.743.319	19.744.988	29.317	889.690	540.630	374.630	25.884.591
Cambios	Adiciones.	1.675.221							372.936	2.048.157
	Desapropiaciones	0				(1.124)		(61.943)		(63.067)
	Retiros.				(64.857)		(17.083)	(16.787)		(98.727)
	Gasto por depreciación.			(46.443)	(771.920)	(17.528)	(175.123)	(93.669)		(1.104.683)
	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.			(144.428)	266.566	2.284.578	0	0	0	0
	Sub total reconocido en	0	(144.428)	266.566	2.284.578	0	0	0	0	2.406.716
	Otros incrementos (decrementos).	(846.377)		(19.345)	686.250	847	371.589	125.334	(318.298)	0
	Total cambios	828.844	(144.428)	200.778	2.134.051	(17.805)	179.383	(47.065)	54.638	3.188.396
Saldo Final al 31 de diciembre de 2010		2.058.737	1.187.696	1.944.097	21.879.039	11.512	1.069.073	493.565	429.268	29.072.987

Movimiento año 2009		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009		805.229	1.332.124	1.699.015	19.762.760	54.302	723.808	266.602	578.786	25.222.626
Cambios	Adiciones.	1.199.625	0	90.304	0	3.202	247.981	369.027	0	1.910.139
	Desapropiaciones						(19.763)	(3.157)		(22.920)
	Retiros.				(127.540)		(3.226)			(130.766)
	Gasto por depreciación.			(46.000)	(777.600)	(28.187)	(150.859)	(91.842)		(1.094.488)
	Otros incrementos (decrementos).	(774.961)			887.368		91.749		(204.156)	0
		Total cambios	424.664	0	44.304	(17.772)	(24.985)	165.882	274.028	(204.156)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2009		1.229.893	1.332.124	1.743.319	19.744.988	29.317	889.690	540.630	374.630	25.884.591

14.4.- 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.

14.5- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.

Los terrenos, construcciones y edificios y 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 integral. Este proceso implicó un efecto en el ejercicio 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 2.406.716.- y el saldo revaluado de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$ 25.017.823.- (Ver nota 14.6)

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipo en proceso de construcción.	1.675.221	1.199.625

14.6.- 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 propiedad de 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 libro 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.	418.082	418.082
Edificios.	1.291.438	1.240.007
Planta y equipos.	14.269.678	14.597.085
Total	15.979.198	16.255.174

El siguiente es el movimiento de reservas o superávit de 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	6.565.257	6.846.364
Reserva revaluación.	2.406.716	0
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluado.	341.477	(16.428)
Reciclaje desde reserva revaluacion a utilidades acumuladas.	(274.825)	(264.679)
Movimiento del ejercicio	2.473.368	(281.107)
Total	9.038.625	6.565.257

Valor 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	2.058.737	1.229.893
Equipamiento de tecnologías de la información	11.512	29.317
Instalaciones fijas y accesorios	1.069.073	889.690
Vehículos de motor	493.565	540.630
Otras propiedades, planta y equipo	422.277	374.630
Total	4.055.164	3.064.160

15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

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

15.1.- Activos y pasivos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo.	331.306	246.255
Relativos a acumulaciones (o devengos).	69.843	63.648
Relativos a provisiones.	259.110	170.881
Relativos a otros.	14.070	17.088
Total	674.329	497.872

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 revaluaciones de propiedad, planta y equipo.	1.539.925	1.119.453
Relativos a otros.	18.802	23.962
Total	1.558.727	1.143.415

15.2.- Movimientos de impuestos diferidos del estado de situación financiera.

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

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	497.872	512.408
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	176.457	(14.536)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	176.457	(14.536)
Total	674.329	497.872

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.	1.143.415	1.185.329
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	6.170	(41.914)
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	409.142	0
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	415.312	(41.914)
Total	1.558.727	1.143.415

15.3.- Compensación de partidas:

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

Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
31/12/2010			
- Activos por impuestos diferidos	674.329	(674.329)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.558.727)	674.329	(884.398)
Total	(884.398)	0	(884.398)
31/12/2009			
- Activos por impuestos diferidos	497.872	(497.872)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.143.415)	497.872	(645.543)
Total	(645.543)	0	(645.543)

16.- PASIVOS FINANCIEROS.

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

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

Saldo al 31 de diciembre de 2010.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes	
								Vencimientos hasta 1 mes	Total corrientes 31/12/2010	Vencimientos más de 3 hasta 5 años	Total no corrientes 31/12/2010
								M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Eliqsa S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	1,95%	1,45%	Sin Garantía	36.722	36.722	6.651.220	6.651.220
Chile	Eliqsa S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	2,16%	1,66%	Sin Garantía	46.326	46.326	7.702.543	7.702.543
							Total	83.048	83.048	14.353.763	14.353.763

Saldo al 31 de diciembre de 2009.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes	
								Vencimientos hasta 1 mes	Total corrientes 31/12/2009	Vencimientos 1 hasta 2 años	Total no corrientes 31/12/2009
								M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Eliqsa S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,78%	2,26%	Sin Garantía	65.622	65.622	6.457.820	6.457.820
Chile	Eliqsa S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	6,37%	5,69%	Sin Garantía	185.382	185.382	7.476.939	7.476.939
							Total	251.004	251.004	13.934.759	13.934.759

17.- 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.	2.656.067	2.885.834	0	0
Retenciones.	673.167	639.296	0	0
Dividendos por pagar.	33.400	32.724	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	613.263	486.941	0	0
Proveedores no energéticos.	400.168	456.195	0	0
Acreedores varios.	262.812	277.578	107.213	109.261
Otros.	199.278	115.363	0	0
Total	4.838.155	4.893.931	107.213	109.261

17.1.- 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.	164.683	142.540
Bonificaciones de feriados.	61.541	57.156
Participación sobre resultados	387.039	287.245
Total	613.263	486.941

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

18.- OTRAS PROVISIONES.

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

18.1.- Provisiones – Saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	44.714	0
Otras provisiones.	38.925	11.512
Total	83.639	11.512

18.1.1.- Provisiones 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.

18.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldo al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	0	11.512	11.512
Provisiones adicionales.	0	6.976	6.976
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	44.714	18.071	62.785
Provisión utilizada.	0	(13.631)	(13.631)
Reversión de provisión no utilizada.	0	(7.563)	(7.563)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	0	23.560	23.560
Total cambios en provisiones	44.714	27.413	72.127
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	44.714	38.925	83.639

Saldo al 31 de diciembre de 2009.

Movimiento de las provisiones	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	7.563	1.177.912
Provisiones adicionales.	450	450
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	19.818	(1.150.531)
Provisión utilizada.	(16.319)	(16.319)
Total cambios en provisiones	3.949	(1.166.400)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	11.512	11.512

19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

19.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.105.177	897.463
Total	1.105.177	897.463

19.2.- 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	1.086.088	1.046.307
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	82.886	99.117
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	43.443	72.395
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(304.023)	(49.683)
Reducciones obligación plan de beneficios definidos.	195.868	0
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(99.556)	(82.048)
Total	1.004.706	1.086.088

19.3.- 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.	1.004.706	1.086.088
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	1.004.706	1.086.088
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	100.471	(188.625)
Total	1.105.177	897.463

19.4.- 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.	82.886	99.117	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	43.443	72.395	Costos Financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidas.	0	9.673	
Total gastos reconocidos en resultados	126.329	181.185	

19.5.- 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.	5,7	3,8

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

20.- 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. (*)	268.194	183.724	14.929	0
Total	268.194	183.724	14.929	0

20.1.- 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.	213.499	175.180	0	0
Garantías (pago anticipado de clientes).	54.695	8.544	0	0
Ganancia - Pérdida activos diferidos.	0	0	14.929	0
Total	268.194	183.724	14.929	0

El movimiento de este rubro por el ejercicio 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	183.724	346.738
Adiciones.	2.711.553	4.400.898
Imputación a resultados.	2.612.154	4.563.912
Total	283.123	183.724

20.2.- Contratos de construcción.

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

20.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	799.319	2.305.025
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	(404.032)	(1.402.622)
Margen de contratos en construcción	395.287	902.403

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

Detalle	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	478.844	2.486.486
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	213.499	175.180

21.- PATRIMONIO NETO.

21.1.- Capital suscrito y pagado.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 8.678.041.

21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2010 el capital de la Sociedad está representado por 182.932.687 acciones sin valor nominal.

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

21.3.- Políticas de Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 14 de abril de 2009, se aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2009

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 15 de abril de 2010, se aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 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.

21.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 14 de abril del 2009, se aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 77 de \$5,688569 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\$1.040.625.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 334 de fecha 27 de mayo del 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 78 de \$ 5,600000 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\$1.024.423.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 337 de fecha 26 de agosto del 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 79 de \$ 6,600000 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\$1.207.356.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 340 de fecha 25 de noviembre del 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 80 de \$ 2,800000 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\$512.211.

En Junta Ordinaria de Accionistas XXII de fecha 15 de abril de 2010, se acordó repartir el dividendo definitivo N° 81 de \$ 2,800000 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\$512.212.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 348 de fecha 26 de mayo del 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 82 de \$ 3,400000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 30 de junio de 2010, por un total de M\$621.971.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N°352 de fecha 06 de septiembre del 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 83 de \$ 3,900000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 30 de septiembre de 2010, por un total de M\$713.437.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N°355 de fecha 24 de noviembre del 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 84 de \$ 4,300000 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\$786.611.

21.5.- Reservas.

21.5.1.- Superávit de revaluación.

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

Con fecha 31 de diciembre de 2010 se ha efectuado el proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas del Grupo CGE. El efecto de este incremento neto de impuestos diferidos asciende a M\$ 1.997.574.- y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros, luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del año asciende a M\$9.412.478.-

21.5.2.- Otras reservas.

- a) En este rubro se incluye la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo. El monto por este concepto asciende a M\$ (709.225).
- b) Utilidad en venta de acciones de Aleph de M\$ 1.125.304 y venta de acciones de Essei de M\$ 84.501.
- c) Otras reservas legales y estatutarias por un monto de M\$ 295.456.
- d) Revaluación propiedades, planta y equipo por participación en asociadas. El monto por este concepto asciende a M\$ 662.676.-

21.6.- 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	0	0	3.235.745	0	0	3.235.745
Reserva por revaluación						
Incremento por tasaciones del ejercicio.	2.406.716	(409.142)	1.997.574	2.406.716	(409.142)	1.997.574
Total movimientos del ejercicio	2.406.716	(409.142)	1.997.574	2.406.716	(409.142)	1.997.574
Otras reservas	699.824	0	699.824	699.824	0	699.824
Total movimientos de asociadas en otros resultados integrales	699.824	0	699.824	699.824	0	699.824
Total resultado integral	3.106.540	(409.142)	5.933.143	3.106.540	(409.142)	5.933.143

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	0	0	6.172.945	0	0	6.172.945
Total resultado integral	0	0	6.172.945	0	0	6.172.945

22.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

22.1.- 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	41.007.441	46.065.907
Venta de energía.	41.007.313	45.558.393
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	128	507.514
Prestaciones de servicios	5.545.094	6.513.255
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	949.614	904.863
Arriendo de equipos de medida.	132.815	157.845
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	242.608	205.084
Apoyos en postación.	101.412	269.139
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	3.781.561	4.545.157
Otras Prestaciones	337.084	431.167
Total	46.552.535	52.579.162

22.2.- 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.	58.877	48.024
Total	58.877	48.024

23.- 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:

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	38.960.411	44.149.567
Costo de administración	4.276.426	3.569.886
Total	43.236.837	47.719.453

23.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Compra de energía.	32.916.227	38.039.643
Gastos de personal.	2.930.370	2.405.195
Gastos de operación y mantenimiento.	2.858.332	3.448.001
Gastos de administración.	3.426.650	2.729.876
Depreciación.	1.104.683	1.094.488
Amortización.	575	2.250
Total	43.236.837	47.719.453

23.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	2.232.606	1.805.934
Beneficios a corto plazo a los empleados.	377.802	374.127
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	82.886	108.790
Otros gastos de personal. (*)	237.076	116.344
Total	2.930.370	2.405.195

Otros Gastos de personal (*)	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Bonificaciones y becas a Empleados	204.023	107.263
Beneficios de seguridad social	89.464	74.415
Otros gastos de personal	(56.411)	(65.334)
Total	237.076	116.344

23.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	1.074.337	1.057.079
Gasto de administración.	30.346	37.409
Total depreciación	1.104.683	1.094.488
Amortización		
Gasto de administración.	575	2.250
Total amortización	575	2.250
Total	1.105.258	1.096.738

23.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2010	01/01/2009
	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Otras ganancias (pérdidas)		
Castigo de PPE	(86.572)	(76.140)
Juicios y multas	(106.870)	(9.351)
Venta chatarra	3.953	0
Venta PPE	22.435	460
Otros ingresos	23.785	349.074
Otros egresos	(17.993)	(14.852)
Propiedades de Inversión	13.039	0
Total otras ganancias (pérdidas)	(148.223)	249.191

24.- 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.	481.480	872.911
Otros ingresos financieros.	74.438	24.507
Total Ingresos financieros	555.918	897.418
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(333.364)	(756.050)
Otros gastos.	(43.492)	(72.469)
Total costos financieros	(376.856)	(828.519)
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	(341.035)	340.417
Diferencias de cambio		
Negativas.	0	(2.376)
Total diferencias de cambio	0	(2.376)
Total resultado financiero	(161.973)	406.940

25.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

25.1.- 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\$ 466.492.- y M\$755.256.- 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\$21.230.-, 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.	(608.054)	(800.005)
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 período anterior.	(14.467)	401
Otros gastos por impuesto corriente.	(33.058)	(6.993)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(636.777)	(782.636)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	135.154	29.653
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o nuevas tasas.	21.230	0
Otro gasto por impuesto diferido.	13.901	(2.273)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	170.285	27.380
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	(466.492)	(755.256)

25.2.- Localización del efecto en resultado por impuesto 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.	(636.777)	(782.636)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(636.777)	(782.636)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	170.285	27.380
Total gasto por impuestos diferidos, neto	170.285	27.380
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(466.492)	(755.256)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre la determinación de impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar tasa efectiva para los ejercicios terminados al 31 de diciembre 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	(629.380)	(1.177.794)
Efecto impositivo de ingresos no imposables.	108.436	218.960
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	(37.457)	182.690
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	21.230	0
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores.	(567)	(1.872)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	71.246	22.760
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	162.888	422.538
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	(466.492)	(755.256)

25.4.- 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\$
Revalorizaciones de propiedades, planta y equipo.	2.406.716	(409.142)	1.997.574
Ajustes de asociadas.	699.824	0	699.824
Total	3.106.540	(409.142)	2.697.398

26.- GANANCIA POR ACCION.

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

Ganancias (pérdidas) básicas por acción	01/01/2010 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	3.235.745	6.172.945
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	3.235.745	6.172.945
Promedio ponderado de número de acciones, básico.	182.932.687	182.932.687
Ganancias (pérdidas) básicas por acción (\$ por acción)	18	34

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

27.- INFORMACION POR SEGMENTO.

27.1.- 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:

27.2.- Estado de resultados por función.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Servicio 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.	41.898.049	46.430.958	4.654.486	6.148.204	46.552.535
Costo de ventas	(36.389.886)	(40.533.838)	(2.570.525)	(3.615.729)	(38.960.411)	(44.149.567)
Ganancia bruta	5.508.163	5.897.120	2.083.961	2.532.475	7.592.124	8.429.595
Otros ingresos, por función.	58.877	48.024	0	0	58.877	48.024
Gasto de administración.	(4.276.426)	(3.569.886)	0	0	(4.276.426)	(3.569.886)
Otras ganancias (pérdidas).	(148.223)	249.191	0	0	(148.223)	249.191
Ingresos financieros.	555.918	897.418	0	0	555.918	897.418
Costos financieros.	(376.856)	(828.519)	0	0	(376.856)	(828.519)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	637.858	1.364.337	0	0	637.858	1.364.337
Diferencias de cambio.	0	(2.376)	0	0	0	(2.376)
Resultados por unidades de reajuste.	(341.035)	340.417	0	0	(341.035)	340.417
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	1.618.276	4.395.726	2.083.961	2.532.475	3.702.237	6.928.201
Gasto por impuestos a las ganancias.	(112.219)	(324.735)	(354.273)	(430.521)	(466.492)	(755.256)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	1.506.057	4.070.991	1.729.688	2.101.954	3.235.745	6.172.945
Ganancia (pérdida)	1.506.057	4.070.991	1.729.688	2.101.954	3.235.745	6.172.945
Depreciación	1.104.683	1.094.488	0	0	1.104.683	1.094.488
Amortización	575	2.250	0	0	575	2.250
EBITDA	2.395.872	3.471.996	2.083.961	2.532.475	4.479.833	6.004.471

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.

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

28.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

28.1.- Juicios y otras acciones legales.

Nombre Juicio	:	" Ilustre Municipalidad de Iquique con Eliqsa S.A."
Fecha de inicio	:	16 de abril de 2007.
Tribunal	:	Juzgado de Letras de Iquique.
Rol Nº	:	711-2006.
Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios. La demandante se arroga la propiedad de los postes de distribución de electricidad ubicados en la comuna de Iquique y de los ductos subterráneos, pretendiendo que Eliqsa S.A. pague las rentas que la Municipalidad habría dejado de percibir por el uso de estas instalaciones.
Cuantía	:	Indeterminada.
Estado	:	Sentencia de primera instancia rechazada la demanda, lo cual fue confirmado por la Corte de Apelaciones de Iquique. La Municipalidad presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema que se encuentra pendiente de resolución.
Nombre del juicio	:	"Central Patache y FPC Energía S.A. con Emelari S.A., Elecda S.A. y Eliqsa S.A.".
Fecha de inicio	:	3 de noviembre de 2009.
Tribunal	:	18° Juzgado Civil de Santiago.
Materia	:	Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía	:	Indeterminada.
Estado	:	Etapas de prueba.
Nombre del juicio	:	"Liebner, Alexis con Eliqsa S.A.".
Fecha de inicio	:	22 de diciembre de 2009.
Tribunal	:	2° Juzgado de letras de Iquique.
Rol Nº	:	3963-2009
Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios por artefactos quemados a causa de aumento de voltaje.
Cuantía	:	M\$ 44.714.-
Estado	:	Con fecha 22 de noviembre de 2010 se realiza la audiencia de conciliación.

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.

28.2- Sanciones administrativas.

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

28.3.- Restricciones.

No existen restricciones que afecten a la Sociedad.

29.- 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.

30.- DISTRIBUCION DE PERSONAL.

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

Ciudad	31/12/2010			Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Total	
Iquique	2	130	132	132
Alto Hospicio	0	4	4	4
Pozo Almonte	0	3	3	3
Total	2	137	139	139
Ciudad	31/12/2009			Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Total	
Iquique	3	116	119	129
Alto Hospicio	0	5	5	5
Pozo Almonte	0	2	2	2
Total	3	123	126	136

31.- MEDIO AMBIENTE.

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

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolsos futuros en la materia.

32.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2010, fecha de cierre de estos estados financieros y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.