



EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.

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

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
INDICE

	Página N°
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	5
II.- ESTADOS FINANCIEROS.	
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
Activos	6
Patrimonio Neto y Pasivos	7
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	8
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	9
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	10
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	12
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.	
1.- INFORMACION GENERAL.	13
2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	13
2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.	13
2.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	14
2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2011, para las cuales no se han efectuado adopción anticipada de las mismas.	15
2.4.- Transacciones en moneda extranjera.	17
2.5.- Información financiera por segmentos operativos.	18
2.6.- Propiedades, planta y equipo.	18
2.7.- Propiedades de inversión.	20
2.8.- Activos intangibles.	20
2.9.- Costos por intereses.	21
2.10.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	21
2.11.- Activos financieros.	21
2.12.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	21
2.13.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	22
2.14.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	22
2.15.- Capital social.	23
2.16.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	23
2.17.- Préstamos y otros pasivos financieros.	23
2.18.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	23
2.19.- Beneficios a los empleados.	24
2.20.- Provisiones.	25
2.21.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	25
2.22.- Reconocimiento de ingresos.	25
2.23.- Contratos de construcción.	26
2.24.- Distribución de dividendos.	26

	Página N°
3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	27
3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	27
3.2.- Riesgo financiero.	34
3.3.- Control Interno.	38
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	38
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	38
4.2.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	39
4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	39
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	39
6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	40
7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	42
7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	43
7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.	46
8.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	47
9.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	47
10.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	48
10.1.- Composición del rubro.	48
10.2.- Inversión en asociadas.	48
10.3.- Información sobre el valor razonable de las inversiones en asociadas.	49
11.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	50
11.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	50
12.- PLUSVALIA.	51
13.- PROPIEDADES DE INVERSION.	52
13.1.- Composición y movimientos del rubro.	52
13.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	52
13.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	52
14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	53
14.1.- Vidas Útiles.	53
14.2.- Detalle de los rubros.	53

	Página N°
14.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	55
14.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	56
14.5.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	56
14.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	56
15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	58
15.1.- Activos por impuestos diferidos.	58
15.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	58
15.3.- Movimientos de impuestos diferidos del estado de situación financiera.	58
15.4.- Compensación de partidas.	59
16.- PASIVOS FINANCIEROS.	60
16.1.- Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.	60
17.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	60
17.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	61
18.- OTRAS PROVISIONES.	61
18.1.- Provisiones – Saldos.	61
18.2.- Movimiento de las provisiones.	62
19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	63
19.1.- Detalle del rubro.	63
19.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	63
19.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	63
19.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.	64
19.5.- Hipótesis actuariales.	64
20.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	64
20.1.- Ingresos diferidos.	65
20.2.- Contratos de construcción.	65
21.- PATRIMONIO NETO.	66
21.1.- Capital suscrito y pagado.	66
21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	66
21.3.- Políticas de dividendos.	66
21.4.- Dividendos.	66
21.5.- Reservas.	67
21.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	68

	Página N°
22.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	69
22.1.- Ingresos ordinarios.	69
22.2.- Otros ingresos, por función.	69
23.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	70
23.1.- Gastos por naturaleza.	70
23.2.- Gastos de personal.	70
23.3.- Depreciación y amortización.	71
23.4.- Otras ganancias (pérdidas).	71
24.- RESULTADO FINANCIERO.	72
25.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	72
25.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	72
25.2.- Localización del efecto en resultado por impuestos a las ganancias.	73
25.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	73
26.- GANANCIA POR ACCION.	74
27.- INFORMACION POR SEGMENTO.	74
27.1.- Criterios de segmentación.	74
27.2.- Cuadros de resultados.	76
28.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	77
28.1.- Juicios y otras acciones legales.	77
28.2.- Sanciones administrativas.	77
28.3.- Restricciones.	77
29.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	78
30.- DISTRIBUCION DE PERSONAL.	78
31.- MEDIO AMBIENTE.	78
32.- HECHOS POSTERIORES.	78



INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Santiago, 24 de febrero de 2012

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 2011 y 2010 y a los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Empresa Eléctrica de Iquique S.A. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en las auditorías que efectuamos.

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

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de Iquique S.A. al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los resultados integrales de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Anthony J.F. Dawes'.

Anthony J.F. Dawes
RUT: 4.576.198-3

A handwritten signature in blue ink that reads 'PricewaterhouseCoopers'.

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

ACTIVOS	Nota	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	601.136	1.069.801
Otros activos no financieros.	9	14.205	23.594
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	7.213.018	7.578.486
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	6.528.979	3.853.813
Inventarios.		2.314	3.624
Activos por impuestos.	8	62.226	134.879
Total activos corrientes		14.421.878	12.664.197
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Derechos por cobrar.	6	214.665	201.126
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	0	7.639
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	10	9.779.114	9.598.250
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	11	4.037	914
Plusvalía.	12	394.301	394.301
Propiedades, planta y equipo.	14	30.344.043	29.072.987
Propiedad de inversión.	13	141.835	136.500
Total activos no corrientes		40.877.995	39.411.717
TOTAL ACTIVOS		55.299.873	52.075.914

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

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros.	16	225.623	83.048
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	17	4.911.571	4.838.155
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	1.841.898	1.582.017
Otras provisiones.	18	48.510	83.639
Otros pasivos no financieros.	20	86.472	268.194
Total pasivos corrientes		7.114.074	6.855.053
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros.	16	14.914.706	14.353.763
Otras cuentas por pagar.	17	94.542	107.213
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	0	32.558
Pasivo por impuestos diferidos.	15	711.195	884.398
Provisiones por beneficios a los empleados.	19	1.361.292	1.105.177
Otros pasivos no financieros.	20	1.797.414	14.929
Total pasivos no corrientes		18.879.149	16.498.038
TOTAL PASIVOS		25.993.223	23.353.091
PATRIMONIO			
Capital emitido.	21	8.678.041	8.678.041
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	21	10.354.866	9.069.307
Primas de emisión.	21	104.285	104.285
Otras reservas.	21	10.169.458	10.871.190
Total patrimonio		29.306.650	28.722.823
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		55.299.873	52.075.914

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/12/2011	31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	22	48.142.671	46.552.535
Costo de ventas	23	(40.128.583)	(38.960.411)
Ganancia bruta		8.014.088	7.592.124
Otros ingresos, por función.	22	67.908	58.877
Gasto de administración.	23	(4.365.847)	(4.276.426)
Otras ganancias (pérdidas).	23	(297.649)	(148.223)
Ingresos financieros.	24	728.903	555.918
Costos financieros.	24	(495.845)	(376.856)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	10	925.205	637.858
Resultados por unidades de reajuste.	24	(551.439)	(341.035)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		4.025.324	3.702.237
Gasto por impuestos a las ganancias.	25	(569.454)	(466.492)
Ganancia (pérdida)		3.455.870	3.235.745
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		3.455.870	3.235.745
Ganancia (pérdida)		3.455.870	3.235.745
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	26	18,89	17,69
Ganancia (pérdida) por acción básica.		18,89	17,69

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

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/12/2011	31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		3.455.870	3.235.745
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación	21	0	2.406.716
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		0	699.824
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		0	3.106.540
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.	21	0	(409.142)
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		0	(409.142)
Otro resultado integral		0	2.697.398
Total resultado integral		3.455.870	5.933.143
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		3.455.870	5.933.143
Total resultado integral		3.455.870	5.933.143

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

31 de diciembre de 2011.

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
			Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	8.678.041	104.285	7.518.459	3.352.731	10.871.190	9.069.307	28.722.823	28.722.823
Saldo inicial reexpresado	8.678.041	104.285	7.518.459	3.352.731	10.871.190	9.069.307	28.722.823	28.722.823
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						3.455.870	3.455.870	3.455.870
Resultado integral.							3.455.870	3.455.870
Dividendos.						(2.872.043)	(2.872.043)	(2.872.043)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(501.789)	(199.943)	(701.732)	701.732	0	0
Total de cambios en patrimonio	0	0	(501.789)	(199.943)	(701.732)	1.285.559	583.827	583.827
Saldo final al 31/12/2011	8.678.041	104.285	7.016.670	3.152.788	10.169.458	10.354.866	29.306.650	29.306.650

31 de diciembre de 2010.

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
			Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	8.678.041	104.285	5.465.563	2.690.055	8.155.618	8.485.976	25.423.920	25.423.920
Saldo inicial reexpresado	8.678.041	104.285	5.465.563	2.690.055	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		2.697.398	2.697.398
Resultado integral.							5.933.143	5.933.143
Dividendos.						(2.634.231)	(2.634.231)	(2.634.231)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	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 al 31/12/2010	8.678.041	104.285	7.518.459	3.352.731	10.871.190	9.069.307	28.722.823	28.722.823

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01-01-2011	01-01-2010
	al	31-12-2011	31-12-2010
	Nota	M\$	M\$
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.		59.857.614	57.253.195
Otros cobros por actividades de operación.		115.368	77.417
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(47.248.109)	(46.729.268)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(2.981.535)	(2.586.869)
Otros pagos por actividades de operación.		(1.218.170)	(1.283.196)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		744.341	654.435
Intereses recibidos.		302.330	59.256
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(642.466)	(656.739)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		14.130	(79.631)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		8.943.503	6.708.600
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		2.200	81.822
Compras de propiedades, planta y equipo.		(3.186.018)	(2.342.992)
Compras de otros activos a largo plazo.		(4.405)	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(3.188.223)	(2.261.170)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	7	(2.869.389)	(1.063.997)
Dividendos pagados.		(3.081.036)	(2.418.510)
Intereses pagados.		(273.520)	(425.786)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(6.223.945)	(3.908.293)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios.		(468.665)	539.137
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(468.665)	539.137
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio.		1.069.801	530.664
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio.	5	601.136	1.069.801

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

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una empresa subsidiaria de Emel Norte S.A. (en adelante la “Sociedad Matriz”). Hasta el 31 de diciembre de 2010, la Sociedad Matriz era Empresas Emel S.A., la que se dividió a contar del 1 de enero de 2011, asignando la participación que tenía en Empresa Eléctrica de Iquique S.A. a Emel Norte S.A.

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

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 2011, fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N°371 de fecha 24 de febrero de 2012.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

Los presentes estados financieros 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 la Compañía General de Electricidad S.A.

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

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

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

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

- NIC 24 (Revisada) “Revelación de partes relacionadas” emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 “Revelación de partes relacionadas”, emitida en 2003. NIC 24 (Revisada) remueve el requisito para entidades relacionadas del gobierno de revelar todas las transacciones con entidades gubernamentales y sus relacionadas, incorporando precisiones para éstas, clarificando y simplificando la definición de parte relacionada.
- Enmienda a la NIC 32, “Clasificación de derechos de emisión”, emitida en octubre de 2009. Para aquellos derechos de emisión ofrecidos por un monto fijo de moneda extranjera, la práctica actual requiere que tales derechos sean registrados como obligaciones por instrumentos derivados. La enmienda señala que si tales instrumentos son emitidos a prorrata a todos los accionistas existentes para una misma clase de acciones por un monto fijo de dinero, éstos deben ser clasificados como patrimonio, independientemente de la moneda en la cual el precio de ejercicio está fijado.
- Enmienda a la NIC 34, “Estados financieros interinos”, provee una guía ilustrativa de cómo se deben aplicar los principios de revelación de la NIC 34 y requerimientos asociados: Las circunstancias que puedan afectar valores de los instrumentos financieros y su clasificación, cambios en la clasificación de activos financieros, cambios en activos y pasivos contingentes, transferencia de instrumentos financieros entre los diferentes niveles de jerarquía de valor justos.
- NIIF 1, “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”, emitida en enero de 2010, aclara la fecha correspondiente a la exención a presentar información comparativa requerida por NIIF 7.
- NIIF 7, “Instrumentos financieros revelaciones”, enfatiza la interacción entre lo cuantitativo y lo cualitativo, revelando todo lo asociado a la naturaleza y extensión de los riesgos, asociándolos con el instrumento financiero. La enmienda es aplicable para los períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- CINIIF 13, “Programas de fidelización de clientes”, El significado del valor justo se clarifica en el contexto de la medición de los créditos entregados como premios en los

programas de fidelización de clientes. La enmienda es aplicable para los períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.

- Enmienda a la CINIIF 14, “Pagos anticipados de obligaciones de tener un nivel de financiamiento mínimo”, emitida en noviembre de 2009. La enmienda corrige una consecuencia no intencional de la CINIIF 14, “NIC 19 - Límite en el activo por beneficios definidos, requerimientos de mantener un mínimo de financiación y su interacción”. Sin la enmienda las entidades no podían reconocer como un activo lo prepagos efectuados voluntariamente para mantener un financiamiento mínimo. Lo anterior no era lo previsto cuando CINIIF 14 fue emitida y esta enmienda lo corrige. La enmienda es aplicable para períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- CINIIF 19, “Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio”. Esta enmienda emitida en noviembre de 2009, clarifica los requerimientos de NIIF cuando una entidad renegocia los términos de un pasivo financiero con su acreedor y éste acepta cancelar total o parcialmente la deuda por acciones u otro instrumento de patrimonio y requiere el registro de un resultado calculado como diferencia entre el valor de libros del pasivo y el valor razonable del instrumento de patrimonio emitido a cambio.
- Se han emitido mejoras a las NIIF 2010 en mayo de 2010 para un conjunto de normas e interpretaciones. Las fechas efectivas de adopción de estas modificaciones menores varían de estándar en estándar, pero la mayoría tiene fecha de adopción 1 de enero de 2011.

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

- Enmienda a la NIC 12, “Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos”. Esta enmienda emitida en diciembre de 2010, proporciona una excepción a los principios generales de NIC 12 para propiedades de inversión que se midan usando el modelo del valor razonable contenido en la NIC 40 “Propiedad de inversión”. La excepción también aplica a la propiedad de inversión adquirida en una combinación de negocios si luego de la combinación de negocios el adquirente aplica el modelo del valor razonable contenido en NIC 40. La modificación incorpora la presunción de que las propiedades de inversión valorizadas a valor razonable, se realizan a través de su venta, por lo que requiere aplicar a las diferencias temporales originadas por éstas la tasa de impuesto para operaciones de venta. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2012 y su adopción anticipada está permitida.
- Enmienda a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, emitida en junio de 2011. La principal modificación de esta enmienda requiere que los ítemes de los Otros Resultados Integrales se deben clasificar y agrupar evaluando si serán potencialmente reclasificados a resultados en períodos posteriores. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2012 y su adopción anticipada está permitida.
- Enmienda a la NIIF 1, emitida en diciembre 2010, trata de los siguientes temas: i) Exención para hiperinflación severa, permite a las empresas cuya fecha de transición sea posterior a la normalización de su moneda funcional, valorizar activos y pasivos a valor razonable como costo atribuido; ii) Remoción de requerimientos de fechas fijas:

adecua la fecha fija incluida en la NIIF 1 a fecha de transición, para aquellas operaciones que involucran baja de activos financieros y activos o pasivos a valor razonable por resultados en su reconocimiento inicial. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no es aplicable a la Sociedad.

- Enmienda a la NIIF 7, “Instrumentos financieros”, emitida en octubre de 2010, incrementa los requerimientos de revelación para las transacciones que implican transferencias de activos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no tendrá impactos relevantes en los estados financieros de la Sociedad.
- NIC 19 Revisada, “Beneficios a los Empleados”, emitida en junio de 2011, reemplaza a la NIC 19 (1998). Esta norma revisada modifica el reconocimiento y medición de los gastos por planes de beneficios definidos y los beneficios por terminación. Adicionalmente, incluye modificaciones a las revelaciones de todos los beneficios de los empleados. El principal efecto previsto para la Sociedad radica en la eliminación del método “del corredor” utilizado para el reconocimiento de los resultados actuariales derivados de planes de beneficios definidos. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida.
- NIIF 9, “Instrumentos financieros” emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros. Posteriormente esta norma fue modificada en noviembre de 2010 para incluir el tratamiento y clasificación de pasivos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales muestran que afectará la contabilización de sus activos financieros clasificados como Disponibles para la venta, pero de manera no significativa. La Sociedad no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 9.
- NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, emitida en mayo de 2011, sustituye a la SIC 12 “Consolidación de entidades de propósito especial y partes de la NIC 27 “Estados financieros consolidados”. Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”, emitida en mayo de 2011, reemplaza a la NIC 31 “Participaciones en negocios conjuntos” y SIC 13 “Entidades controladas conjuntamente”. Dentro de sus modificaciones se incluye la eliminación del concepto de activos controlados conjuntamente y la posibilidad de consolidación proporcional de entidades bajo control conjunto. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- NIIF 12, “Revelación de participaciones en otras entidades”. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

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

La Administración de la Sociedad está evaluando la aplicación e impactos de los citados cambios, pero estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, y que puedan aplicar a la Sociedad no tendrán un impacto significativo en los 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 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 resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio

neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo.

2.4.3.- Tipos de cambio.

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

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

CL\$ = Pesos chilenos

US\$ = Dólar estadounidense

UF = Unidad de Fomento

2.5.- **Información financiera por segmentos operativos.**

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctricos regulados y no regulados para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N° 27.

2.6.- **Propiedades, planta y equipo.**

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

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

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

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

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos de las propiedades, planta y equipo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda

determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurrin.

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

- Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación n financiada específicamente.
- Gatos de personal relacionado en forma directa a y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

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

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

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

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

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

2.7.- 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 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 representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

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

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

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

2.8.2.- 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 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, y el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de situación financiera.

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 y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos.

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades

financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

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

2.13.- 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 de Empresa Eléctrica de Iquique S.A., las sociedades 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 o período comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio en otros resultados integrales o provenientes de una combinación de negocios.

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

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

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

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

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

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

2.21.- 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, 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. 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.- POLITICA 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.

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

3.1.1.- Aspectos Regulatorios.

Los negocios de ELIQA 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 2011 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.

Así, mediante Resolución Exenta N° 92 del 21 de febrero de 2011, la CNE aprobó y puso en conocimiento de las empresas subtransmisoras, participantes y usuarios e instituciones interesadas el Informe Técnico para la determinación del Valor Anual de los de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

Sin perjuicio de lo anterior, mediante Resolución Exenta N° 130 del 15 de marzo de 2011, la CNE modificó dicho Informe Técnico.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 154 del 28 de marzo de 2011, la CNE suspendió la ejecución de la Resolución N° 130/2011, mientras no se resolviera el recurso de reposición interpuesto por la empresa Transnet en contra de la citada Resolución N° 130/2011.

Luego, mediante Resolución Exenta N° 228 del 4 de mayo de 2011, la CNE acogió el recurso, aprobando en su Resolución Exenta N° 250, del 13 de mayo de 2011, la rectificación al Informe Técnico para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

El 3 de junio de 2011, Emel, en conjunto con otras empresas distribuidoras del Grupo CGE, presentó sus discrepancias respecto del Informe Técnico ya mencionado, referidas a:

- Inclusión del Valor Anual de Subtransmisión (VASTx) exclusivamente en el peaje por energía, lo que afecta negativamente los márgenes de distribución de las empresas.
- Definición de factores de ajustes de inyección de energía y potencia (FAIE y FAIP) por sistema, lo que produce subsidios entre las empresas que efectúan los pagos de peajes de Subtransmisión.

Los días 16 y 17 de junio de 2011 se realizó la correspondiente audiencia pública.

El 8 de agosto de 2011, el Panel de Expertos emitió su dictamen respecto de las discrepancias efectuadas por las empresas participantes y usuarios interesados del proceso, desestimando aquellas presentadas por Emel.

Finalmente, mediante carta de la CNE N° 548 del 26 de octubre de 2011, la CNE comunicó la publicación del detalle de la implementación de los dictámenes del Panel de Expertos N° 4 al N° 10 de 2011.

Actualmente se encuentra pendiente de publicación el decreto que fije las tarifas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

3.1.2.- Mercado de distribución de electricidad.

ELIQA participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 86.189 clientes en la Región de Tarapacá, con ventas físicas que alcanzaron a 481 GWh al cierre del ejercicio 2011.

Contratos de suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora contaba con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado, para los clientes del SING, con el generador GasAtacama Generación. Este contrato estuvo 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, el cual entrará en vigencia desde enero 2012 por un período de 15 años (dic-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 Turismo, 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 31 de octubre de 2010 y

que han sido aplicadas durante el ejercicio 2011 en espera de la publicación de un nuevo decreto.

Precios

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

Resumidamente el proceso consiste en calcular una tarifa para los servicios regulados de la empresa transmisora de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, 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 31 de octubre de 2010, donde se estableció un precio regulado aplicable a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos precios se consideran tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2006 al 2010.

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

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

Demanda

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

En ese sentido, es importante destacar la estabilidad del consumo eléctrico en Chile. Por lo anterior, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la

demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo, sin perjuicio de situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

3.2.- Riesgo financiero.

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

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

3.2.1.- Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE, 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 2011, la deuda financiera de ELIQSA alcanzó a M\$ 15.140.329, la que se encuentra denominada en unidades de fomento o pesos.

2011	M\$	%
Deuda en pesos o UF	15.140.329	100%
Total deuda financiera	15.140.329	100%

2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	14.436.811	100%
Total deuda financiera	14.436.811	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\$ 560.943.

2011		UF	M\$
AL 31-12-2010	No se amortiza en 12 meses	669.000	14.353.763
Al 31/12/2011		669.000	14.914.706
Efecto por unidad de reajuste			560.943

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

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\$ 149.147 para el ejercicio recién concluido.

3.2.2.- Riesgo de tasa de interés.

Al cierre del ejercicio, ELIQA posee el 100% de la deuda financiera estructurada a tasa variable.

2011	M\$	%
Deuda a tasa variable	15.140.329	100%
Total deuda Financiera	15.140.329	100%

2010	M\$	%
Deuda a tasa variable	14.436.811	100%
Total deuda Financiera	14.436.811	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\$ 151.403 de mayor gasto por intereses.

3.2.3.- Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

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

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

corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de la matriz o de cualquiera de sus subsidiarias.

El flujo que genera la deuda financiera de ELIQA se ha estructurado en un 3% a corto plazo y 97% a largo plazo, mediante créditos bancarios, como se indica en el siguiente cuadro:

M\$ al 31/12/11	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	526.252	15.704.084	16.230.336
Total	526.252	15.704.084	16.230.336
	3%	97%	100%

M\$ al 31/12/10	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	227.420	14.923.871	15.151.291
Total	227.420	14.923.871	15.151.291
	2%	98%	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 14% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2011	Ventas	Clientes
Residencial	35,26%	78.503
Industrial	20,98%	364
Comercial	37,86%	5.913
Otros	5,90%	1.409
Total	100%	86.189

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

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 38% 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 2011, considerando la estructura de compra y venta física y los niveles de precios y tarifas que se observan, es posible determinar que por cada punto porcentual en que se incrementa el precio de nudo, se produce un requerimiento a financiar del 78% 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 2011. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación el resumen del valor libro y de mercado del saldo insoluto de los pasivos financieros de la empresa:

Pasivos Financieros 2011 M\$	Valor Libro al 31-12-2011 M\$	Valor Justo al 31-12-2011 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	15.140.329	15.187.162	0,31%

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%

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.

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 un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

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

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota N° 19 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/VI) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del ejercicio. Dicho VNR es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston & Agg.

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

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Efectivo en caja.	322.119	649.383
Saldos en bancos.	279.017	420.418
Total	601.136	1.069.801

Este rubro está denominado en pesos chilenos.

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

6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales, neto.	6.829.673	7.107.191	99.239	80.400
Otras cuentas por cobrar, neto.	383.345	471.295	115.426	120.726
Total	7.213.018	7.578.486	214.665	201.126

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales, bruto.	7.307.203	7.533.826	99.239	80.400
Otras cuentas por cobrar, bruto.	384.682	473.002	115.426	120.726
Total	7.691.885	8.006.828	214.665	201.126

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	3.952.641	3.037.818	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	87.801	106.605	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	192.410	194.250	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	214.665	201.126
Total	4.232.852	3.338.673	214.665	201.126

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	2.555.486	3.691.433
Con vencimiento entre tres y seis meses.	111.188	142.520
Con vencimiento entre seis y doce meses.	137.573	180.587
Con vencimiento mayor a doce meses.	654.786	653.615

Total	3.459.033	4.668.155
--------------	------------------	------------------

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	Corrientes	
	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Deudores comerciales.	477.530	426.635
Otras cuentas por cobrar.	1.337	1.707
Total	478.867	428.342

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

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes	
	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Saldo inicial.	428.342	403.650
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del periodo ó ejercicio.	0	(104.522)
Aumento (disminución) del periodo ó ejercicio.	50.525	129.214
Total	478.867	428.342

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

Efecto en resultado de la provisión en el periodo	Saldo al	
	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Deudores comerciales.	50.895	31.542
Otras cuentas por cobrar.	(370)	(6.850)
Total	50.525	24.692

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

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

Calidad Crediticia:

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

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

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

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

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

7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

7.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

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

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Ex - Matriz	CL \$	0	0	0	37
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Ex - Matriz	CL \$	0	7.159	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.794	2.050	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	0	0	338
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	195.868	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.378	743	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	0	0	466
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	3.718	3.646	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	30.997	9.526	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Coligada	CL \$	0	0	0	6.798
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	32.871	31.909	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	6.452.969	3.561.474	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	212	135	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.322	8.551	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.367	29.505	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.351	3.247	0	0
TOTALES							6.528.979	3.853.813	0	7.639

7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

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

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Ex - Matriz	CL \$	0	5.891	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Ex - Matriz	CL \$	0	0	0	16.607
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Más de 1 año	Ex - Matriz	CL \$	0	2.732	0	0
86.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	621.964	408.116	0	0
86.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	0	0	2.516
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	119.370	77.591	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	0	0	10.995
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	297.089	256.363	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Coligada	CL \$	0	0	0	368
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	150.089	109.055	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Coligada	CL \$	0	0	0	2.072
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	61.077	37.662	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	15.181	3.431	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	14.158	10.269	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	146.752	212.184	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	63.497	2.007	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	155.703	227.237	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	15.358	14.623	0	0
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	0	214.856	0	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	142.962	0	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	3.184	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	35.514	0	0	0
TOTALES							1.841.898	1.582.017	0	32.558

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

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

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01/01/2011 31/12/2011	Efecto en resultados	01/01/2010 31/12/2010	Efecto en resultados
						monto	(cargo) / abono	monto	(cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	2.869.389	324.435	1.063.997	70.595
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL \$	153.751	(153.751)	129.667	(129.667)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Ex - Matriz	Servicios recibidos	CL \$	427.302	(427.302)	1.402.610	(1.402.610)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Ex - Matriz	Compra de materiales	CL \$	21.370	0	317.708	(5.484)
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Coligada	Venta de materiales	CL \$	0	0	53.515	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Coligada	Compra de materiales	CL \$	7.829	0	1.899	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Coligada	Compra de materiales	CL \$	0	0	39.165	(39.165)
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Coligada	Servicios recibidos	CL \$	44.241	(44.241)	22.008	(22.008)
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Coligada	Venta de materiales	CL \$	15.720	0	64.000	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Servicios prestados	CL \$	176.952	176.952	171.381	171.381
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de materiales	CL \$	0	0	30.404	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de energía	CL \$	2.383	(2.383)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	98.473	(98.473)	84.184	(84.184)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	16.403	16.403	16.403	16.403
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	17.331	17.331	30.486	30.486
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	2.453	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	13.086	13.086	12.690	12.690
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	68.403	(68.403)	112.631	(112.631)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	1.314.846	(101.431)	1.002.559	(76.709)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL \$	23.586	(23.586)	7.840	(7.840)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	548.080	(548.080)	521.537	(521.537)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL \$	25.876	(25.876)	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	27.774	(27.774)	3.084	(3.084)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	650	0	12.289	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	2.962	(960)	57.983	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	19.157	19.157	8.952	8.952
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	115.947	0	26.491	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	864.867	(864.867)	527.238	(527.238)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	31.505	(31.505)	80.105	(80.105)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	0	0	3.341	3.341
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	875.016	(875.016)	0	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	CL \$	45.117	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	61.901	0	0	0

7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

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

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 15 de abril de 2010 se reeligió íntegramente el Directorio de la Sociedad.

Pablo Guarda Barros	Director Titular
Gonzalo Rodríguez Vives	Director Titular
Jorge Marín Correa	Director Titular
José Luis Hornauer Herrmann	Director Titular
Pablo Pérez Cruz	Director Titular

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente Zonal y un Subgerente Comercial. Además esta Sociedad gerencialmente depende de Emel Norte S.A.

7.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 10 de marzo de 2011 acordó no remunerar a sus integrantes.

7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del Equipo Gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 161.068 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, (M\$ 266.971 en el ejercicio 2010).

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

8.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

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

Activos por impuestos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Pagos provisionales mensuales.	762.840	703.865
Créditos al impuesto.	32.011	72.136
Total	794.851	776.001

Pasivos por impuestos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	732.625	641.122
Total	732.625	641.122

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

Activo / pasivos por impuestos, neto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	62.226	134.879

9.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Gastos pagados por anticipado.	13.090	22.521
Garantías de arriendo.	1.115	1.073
Total	14.205	23.594

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

10.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2011.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 31/12/2010	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31/12/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones en asociadas.	9.598.250	0	925.205	0	(744.341)	0	0	9.779.114
TOTALES	9.598.250	0	925.205	0	(744.341)	0	0	9.779.114

Al 31 de diciembre de 2010.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2010	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31/12/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones en asociadas.	8.915.003	0	637.858	0	(654.435)	0	699.824	9.598.250
TOTALES	8.915.003	0	637.858	0	(654.435)	0	699.824	9.598.250

10.2.- Inversión en asociadas.

10.2.1.- Inversiones en asociadas contabilizadas usando el método de la participación.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31/12/2010	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31/12/2011
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	24,73191%	24,73191%	4.956.962	0	517.205	(446.200)	0	5.027.967
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	7,74315%	7,74315%	3.165.801	0	347.284	(257.600)	0	3.255.485
Transemel S.A.	Chile	CL \$	9,00000%	9,00000%	1.475.487	0	60.716	(40.541)	0	1.495.662
TOTALES					9.598.250	0	925.205	(744.341)	0	9.779.114

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2010	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31/12/2010
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	24,73191%	24,73191%	4.491.184	0	421.348	(335.800)	380.230	4.956.962
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	7,74315%	7,74315%	2.715.640	0	369.305	(247.800)	328.656	3.165.801
Transemel S.A.	Chile	CL \$	9,00000%	9,00000%	1.708.179	0	(152.795)	(70.835)	(9.062)	1.475.487
TOTALES					8.915.003	0	637.858	(654.435)	699.824	9.598.250

10.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Inversiones en asociadas	31/12/2011									
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos asociada	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos asociada	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	24,73191%	7.768.744	27.436.947	35.205.691	4.351.127	10.524.686	14.875.813	28.151.728	(26.060.477)	2.091.251
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	7,74315%	16.044.420	64.575.496	80.619.916	11.355.267	27.221.232	38.576.499	71.666.658	(67.181.620)	4.485.038
Transemel S.A.	9,00000%	1.102.233	24.420.467	25.522.700	8.904.230	0	8.904.230	3.138.980	(2.464.362)	674.618
TOTALES		23.813.164	92.012.443	115.825.607	15.706.394	37.745.918	53.452.312	99.818.386	(93.242.097)	6.576.289

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Inversiones en asociadas	31/12/2010									
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos asociada	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos asociada	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	24,73191%	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.	7,74315%	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.	9,00000%	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

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

Al 31 de diciembre de 2011.

Inversiones en Asociadas con cotización pública	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Participación en N° de Acciones	Valor Bursátil por acción	Valor Bursátil al 31/12/2011 M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	24,73191%	46.000.000	180	8.280.000
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	7,74325%	14.000.000	430	6.020.000
TOTALES						14.300.000

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\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	24,73191%	46.000.000	180	8.280.000
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	7,74325%	14.000.000	430	6.020.000
TOTALES						14.300.000

Transemel S.A. es una sociedad anónima cerrada, por lo tanto, no cotiza sus acciones en la Bolsa de Valores.

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 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Programas informáticos, neto.	4.037	914
Total	4.037	914

Clases de activos intangibles, bruto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Programas informáticos, bruto.	1.361.415	1.357.051

Clases de amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	1.357.378	1.356.137
Total	1.357.378	1.356.137

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	1.357.378	1.356.137
Total	1.357.378	1.356.137

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

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

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

Movimientos en activos intangibles	2011				
	Costos de desarrollo, neto M\$	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto M\$	Programas informáticos, neto M\$	Otros activos intangibles identificables, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	0	0	914	0	914
Adiciones.	0	0	4.364	0	4.364
Amortización.	0	0	(1.241)	0	(1.241)
Cambios, total	0	0	3.123	0	3.123
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2011	0	0	4.037	0	4.037

Movimientos en activos intangibles	2010				
	Costos de desarrollo, neto	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	0	0	1.489	0	1.489
Amortización.	0	0	(575)	0	(575)
Cambios, total	0	0	(575)	0	(575)
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2010	0	0	914	0	914

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

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Gastos de administración.	1.241	575
Total	1.241	575

12.- PLUSVALIA.

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

Rut	Sociedad	Movimientos 2010			Movimientos 2011	
		Saldo al 01/01/2010	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31/12/2010	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31/12/2011
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	64.990	0	64.990	0	64.990
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	329.311	0	329.311	0	329.311
Totales		394.301	0	394.301	0	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 2.10. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. La estimación del valor en uso ha requerido que la administración de la Sociedad, realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos reales, aplicadas en el ejercicio 2011 y 2010 fluctúan entre 11,1% y 12,3%.

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 2011 y 2010 es el siguiente:

13.1.- Composición y movimientos del rubro.

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo Inicial	136.500	123.461
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	5.335	13.039
Cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable, total	5.335	13.039
Total	141.835	136.500

Las tasaciones para los efectos de determinar el valor razonable en las propiedades de inversión, son evaluadas y efectuadas en forma anual.

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	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	141.835	136.500
Total	141.835	136.500

13.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01/01/2011 31/12/2011 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	59.707	58.877

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 2011 y 2010.

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

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Construcciones en curso.	2.138.756	2.058.737
Terrenos.	1.187.696	1.187.696
Edificios.	1.919.762	1.944.097
Planta y equipo.	23.081.239	21.886.030
Subestaciones de poder.	5.921.380	5.690.710
Subestaciones de distribución.	3.901.261	3.763.292
Líneas y redes de media y baja tensión.	12.849.170	11.966.979
Medidores.	409.428	465.049
Equipamiento de tecnología de la información.	10.217	11.512
Instalaciones fijas y accesorios.	1.203.828	1.069.073
Equipos de comunicaciones.	141.562	136.757
Herramientas.	508.090	449.566
Muebles y útiles.	50.399	43.835
Instalaciones y accesorios diversos.	503.777	438.915
Vehículos de motor.	483.183	493.565
Otras propiedades, planta y equipo.	319.362	422.277
Total	30.344.043	29.072.987

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

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Construcciones en curso.	2.138.756	2.058.737
Terrenos.	1.187.696	1.187.696
Edificios.	2.519.505	2.478.258
Planta y equipo.	30.581.695	28.653.641
Subestaciones de poder.	6.925.693	6.510.351
Subestaciones de distribución.	5.797.705	5.487.779
Líneas y redes de media y baja tensión.	16.873.877	15.667.260
Medidores.	984.420	988.251
Equipamiento de tecnología de la información.	108.284	108.724
Instalaciones fijas y accesorios.	2.414.892	2.115.097
Equipos de comunicaciones.	646.133	610.758
Herramientas.	918.594	782.757
Muebles y útiles.	99.803	87.477
Instalaciones y accesorios diversos.	750.362	634.105
Vehículos de motor.	992.459	912.527
Otras propiedades, planta y equipo.	319.362	422.277
Total	40.262.649	37.936.957

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

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Edificios.	599.743	534.161
Planta y equipo.	7.500.456	6.767.611
Subestaciones de poder.	1.004.313	819.641
Subestaciones de distribución.	1.896.444	1.724.487
Líneas y redes de media y baja tensión.	4.024.707	3.700.281
Medidores.	574.992	523.202
Equipamiento de tecnología de la información.	98.067	97.212
Instalaciones fijas y accesorios.	1.211.064	1.046.024
Equipos de comunicaciones.	504.571	474.001
Herramientas.	410.504	333.191
Muebles y útiles.	49.404	43.642
Instalaciones y accesorios diversos.	246.585	195.190
Vehículos de motor.	509.276	418.962
Total	9.918.606	8.863.970

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

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 2011 y 2010.

Movimiento año 2011		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2011		2.058.737	1.187.696	1.944.097	21.886.030	11.512	1.069.073	493.565	422.277	29.072.987
Cambios	Adiciones.	2.475.124	0	0	0	0	0	0	314.344	2.789.468
	Retiros.		0		(302.620)	(44)	(509)	0	(3)	(303.176)
	Gasto por depreciación.			(65.582)	(863.887)	(1.251)	(174.733)	(90.313)		(1.195.766)
	Otros incrementos (decrementos).	(2.395.105)		41.247	2.361.716		309.997	79.931	(417.256)	(19.470)
	Total cambios	80.019	0	(24.335)	1.195.209	(1.295)	134.755	(10.382)	(102.915)	1.271.056
Saldo Final al 31/12/2011		2.138.756	1.187.696	1.919.762	23.081.239	10.217	1.203.828	483.183	319.362	30.344.043

Movimiento año 2010		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2010		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	0	0	0	0	0	0	372.936	2.048.157
	Desapropiaciones.	0	0	0	0	(1.124)	0	(61.943)	0	(63.067)
	Retiros.		0	0	(64.857)	0	(17.083)	(16.787)	0	(98.727)
	Gasto por depreciación.			(46.443)	(771.920)	(17.528)	(175.123)	(93.669)	0	(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.									
	Sub total reconocido en patrimonio neto	0	(144.428)	266.566	2.284.578	0	0	0	0	0
Otros incrementos (decrementos).	(846.377)	0	(19.345)	693.241	847	371.589	125.334	(325.289)	0	
Total cambios	828.844	(144.428)	200.778	2.141.042	(17.805)	179.383	(47.065)	47.647	3.188.396	
Saldo Final al 31/12/2010		2.058.737	1.187.696	1.944.097	21.886.030	11.512	1.069.073	493.565	422.277	29.072.987

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 revaluaron al 31 de diciembre de 2010. Las tasaciones se llevaron a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integrales. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 2.406.716.-. El saldo revaluado de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2011 asciende a M\$8.453.819.- (Ver Nota 14.6)

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	303.176	161.794
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	2.475.124	1.675.221

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 propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

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

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a revaluación anual se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR/VI) entregado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno que a diciembre de 2010 asciende a 4,0 % 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 y dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por los profesionales independientes.

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

Valor libro según modelo del costo de los bienes revaluados:

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Terrenos.	418.082	418.082
Edificios.	1.018.947	1.013.111
Planta y equipos.	16.297.848	14.528.246
Total	17.734.877	15.959.439

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

Valor revaluado de propiedades, planta y equipo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial	9.058.384	6.565.257
Ajustes de revaluación.	0	2.406.716
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluados.	(163.505)	355.430
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluados.	(441.060)	(269.019)
Movimiento del ejercicio	(604.565)	2.493.127
Total	8.453.819	9.058.384

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	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Construcción en curso	2.138.756	2.058.737
Equipamiento de tecnologías de la información	10.217	11.512
Instalaciones fijas y accesorios	1.203.828	1.069.073
Vehículos de motor	483.183	493.565
Otras propiedades, planta y equipo	319.363	422.277
Total	4.155.347	4.055.164

15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

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

15.1.- Activos por impuestos diferidos.

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

Activos por impuestos diferidos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo.	352.989	331.306
Relativos a acumulaciones (o devengos).	36.353	69.843
Relativos a provisiones.	478.741	259.110
Relativos a otros.	0	14.070
Total	868.083	674.329

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.

15.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Relativos a revaluaciones de propiedad, planta y equipo.	1.437.149	1.539.925
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados	142.129	0
Relativos a otros.	0	18.802
Total	1.579.278	1.558.727

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

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

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	674.329	497.872
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	193.754	176.457
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	193.754	176.457
Total	868.083	674.329

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

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	1.558.727	1.143.415
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	20.551	6.170
Fusión por absorción, pasivos por impuestos diferidos.	0	409.142
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	20.551	415.312
Total	1.579.278	1.558.727

15.4.- Compensación de partidas:

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

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
31/12/2011			
- Activos por impuestos diferidos	868.083	(868.083)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.579.278)	868.083	(711.195)
Total	(711.195)	0	(711.195)
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)

16.- PASIVOS FINANCIEROS.

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

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

Saldo al 31 de diciembre de 2011.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes	
								Vencimientos hasta 1 mes	Total corrientes 31/12/2011	Vencimientos más de 2 hasta 3 años	Total no corrientes 31/12/2011
								M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Eliqsa S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	4,49%	4,49%	Sin Garantía	155.723	155.723	8.003.557	8.003.557
Chile	Eliqsa S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,29%	2,29%	Sin Garantía	69.900	69.900	6.911.149	6.911.149
Total								225.623	225.623	14.914.706	14.914.706

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

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

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Proveedores de energía.	2.197.278	2.656.067	0	0
Retenciones.	545.004	673.167	0	0
Dividendos por pagar.	39.263	33.400	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	696.420	511.751	0	0
Proveedores no energéticos.	858.296	400.168	0	0
Acreedores varios.	343.742	262.812	94.542	107.213
Otros.	231.568	300.790	0	0
Total	4.911.571	4.838.155	94.542	107.213

17.1.- Pasivos Acumulados (o Devengados).

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

Pasivos acumulados (o devengados)	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Vacaciones del personal.	173.276	164.683
Bonificaciones de feriado.	65.237	61.541
Participación sobre resultados.	457.907	285.527
Total	696.420	511.751

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 2011 y 2010 es el siguiente:

18.1.- Provisiones – Saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	25.000	44.714
Otras provisiones.	23.510	38.925
Total	48.510	83.639

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 28). 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 2011.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	44.714	38.925	83.639
Provisión de contratos onerosos.	0	0	0
Provisiones adicionales.	50.751	0	50.751
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	0	24.547	24.547
Provisión utilizada.	0	(32.973)	(32.973)
Reversión de provisión no utilizada.	(70.465)	(6.989)	(77.454)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	0	0	0
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	0	0	0
Otro incremento (decremento).	0	0	0
Total cambios en provisiones	(19.714)	(15.415)	(35.129)
Saldo final al 31/12/2011	25.000	23.510	48.510

Saldo al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	0	11.512	11.512
Provisiones adicionales.	0	6.976	6.976
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	44.714	41.631	86.345
Provisión utilizada.	0	(13.631)	(13.631)
Reversión de provisión no utilizada.	0	(7.563)	(7.563)
Total cambios en provisiones	44.714	27.413	72.127
Saldo final al 31/12/2010	44.714	38.925	83.639

19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

19.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	0	0	1.361.292	1.105.177
Total	0	0	1.361.292	1.105.177

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial.	1.004.706	1.086.088
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	91.410	82.886
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	49.231	43.443
(Ganancias) pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	96.229	(304.023)
Reducciones obligación plan de beneficios definidos.	0	195.868
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(4.037)	(99.556)
Total	1.237.539	1.004.706

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.	1.237.539	1.004.706
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	1.237.539	1.004.706
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	123.753	100.471
Total	1.361.292	1.105.177

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
	01/01/2011 31/12/2011 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	91.063	82.886	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	49.231	43.443	Costos Financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidas.	106.236	0	Costo de ventas - gastos de administración.
Total gastos reconocidos en resultados	246.530	126.329	

19.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	31/12/2011	31/12/2010
Tasa de descuento utilizada.	4,9	4,9
Tasa de inflación.	3,9	3,0
Aumento futuros de salarios.	2,0	2,0
Tabla de mortalidad.	RV - 2009	RV- 2009
Tabla de invalidez.	30 % de la RV - 2009	30% de la RV - 2009
Tabla de rotación.	3,85	5,7

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 2011 y 2010 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Ingresos diferidos. (*)	24.495	213.499	1.797.414	0
Garantías recibidas en efectivo	61.977	54.695	0	0
Ganancia actuarial diferida	0	0	0	14.929
Total	86.472	268.194	1.797.414	14.929

20.1.- Ingresos Diferidos.

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

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	24.495	213.499	0	0
Subsidios.	0	0	1.797.414	0
Total	24.495	213.499	1.797.414	0

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

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	213.499	175.180
Adiciones.	4.670.445	2.700.013
Imputación a resultados.	3.062.035	2.661.694
Total	1.821.909	213.499

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	01/01/2011 31/12/2011 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	612.886	799.318
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	(332.561)	(404.032)
Margen de contratos en construcción	280.325	395.286

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

Detalle	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	135.900	474.844
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	24.495	213.499

21.- PATRIMONIO NETO.

21.1.- Capital suscrito y pagado.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 8.678.041.

21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2011 y 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 10 de marzo de 2011, se aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2011.

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

21.4.- Dividendos.

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.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 358 de fecha 10 de marzo del 2011, acordó repartir el dividendo definitivo N° 85 de \$ 2,600000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 08 de abril de 2011, por un total de M\$475.625.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 361 de fecha 25 de mayo del 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 86 de \$ 4,20000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, el cual se pagó con fecha 22 de junio de 2011, por un total de M\$768.317.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 365 de fecha 24 de agosto del 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 87 de \$ 4,40000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, el cual se pagó con fecha 21 de septiembre de 2011, por un total de M\$804.904.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 368 de fecha 23 de noviembre del 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 88 de \$ 4,5000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, el cual se pagó con fecha 28 de diciembre de 2011, por un total de M\$823.197.

21.5.- Reservas.

21.5.1.- Superávit de revaluación.

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

Con fecha 31 de diciembre de 2010 se ha efectuado el proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas de la Sociedad Matriz. El efecto de este incremento neto de impuestos diferidos asciende a M\$ 2.406.716.- y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2011 y luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del ejercicio asciende a M\$ 7.016.670.-

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\$ 2.356.752.-

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2011

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2011	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	0	0	3.455.870	0	0	3.455.870
Total resultado integral			3.455.870			3.455.870

Movimientos al 31 de diciembre de 2010

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2010	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	0	0	3.235.745	0	0	3.235.745
Reserva por revaluación						
Incremento por tasaciones del período.	2.406.716	(409.142)	1.997.574	2.406.716	(409.142)	1.997.574
Total movimientos del período	2.406.716	(409.142)	1.997.574	2.406.716	(409.142)	1.997.574
Otras reservas						
Participación en movimientos de asociadas.	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			5.933.143			5.933.143

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 2011 y 2010.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$

Ventas	42.090.224	41.007.441
Venta de energía.	42.089.936	41.007.313
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	288	128
Prestaciones de servicios	6.052.447	5.545.094
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	981.475	949.614
Arriendo de equipos de medida.	136.398	132.815
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	252.689	242.608
Apoyos en postación.	127.821	101.412
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	4.207.197	3.781.561
Otras prestaciones	346.867	337.084

Total	48.142.671	46.552.535
--------------	-------------------	-------------------

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 2011 y 2010.

Otros ingresos por función	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$

Arriendo de oficinas a terceros.	67.908	58.877
----------------------------------	--------	--------

Total	67.908	58.877
--------------	---------------	---------------

23.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

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

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Costo de venta.	40.128.583	38.960.411
Costo de administración.	4.365.847	4.276.426
Total	44.494.430	43.236.837

23.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Compra de energía.	33.266.839	32.916.227
Gastos de personal.	3.236.316	2.930.370
Gastos de operación y mantenimiento.	3.426.212	2.858.332
Gastos de administración.	3.368.056	3.426.650
Depreciación.	1.195.766	1.104.683
Amortización.	1.241	575
Total	44.494.430	43.236.837

23.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	2.309.062	2.232.606
Beneficios a corto plazo a los empleados.	458.859	377.802
Otros beneficios a largo plazo.	197.299	82.886
Otros gastos de personal.	271.096	237.076
Total	3.236.316	2.930.370

Otros gastos de personal	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Bonificaciones y becas a Empleados	171.336	204.023
Beneficios de seguridad social	93.596	89.464
Recuperación por amortización ganancias actuariales	(1.031)	0
Otros gastos de personal	7.195	(56.411)
Total	271.096	237.076

23.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	1.166.958	1.074.337
Gasto de administración.	28.808	30.346
Total depreciación	1.195.766	1.104.683
Amortización		
Gasto de administración.	1.241	575
Total amortización	1.241	575
Total	1.197.007	1.105.258

23.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipo.	(303.176)	(86.572)
Venta de chatarra.	0	3.953
Venta de propiedades, planta y equipo.	2.200	22.435
Juicios o arbitrajes.	(18.314)	(106.870)
Otras ganancias.	22.173	5.792
Otras ganancias (pérdidas) actuariales.	(5.866)	0
Ingreso por Revaluación Propiedades Inversión.	5.335	13.039
Total	(297.648)	(148.223)

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 2011 y 2010 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	380.091	481.480
Otros ingresos financieros.	348.812	74.438
Total Ingresos financieros	728.903	555.918
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(412.704)	(333.364)
Otros gastos.	(83.141)	(43.492)
Total costos financieros	(495.845)	(376.856)
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	(551.439)	(341.035)
Total resultado financiero	(318.381)	(161.973)

25.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

El cargo a resultados por impuestos 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 2011 y 2010 se originó un cargo a resultados por impuestos a las ganancias que asciende a M\$ 569.454 y M\$ 466.492, respectivamente.

Durante el ejercicio terminado al 31 de Diciembre, se procedió a calcular y contabilizar los efectos de la Ley N° 20.455 "Ley de Reconstrucción" con un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(697.133)	(608.055)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente.	0	18.804
Ajustes al impuesto corriente del período anterior.	(3.094)	(14.468)
Otros gastos por impuesto corriente.	(42.430)	(33.058)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(742.657)	(636.777)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	173.203	140.924
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o	0	15.460
Otro gasto por impuesto diferido.	0	13.901
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	173.203	170.285
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	(569.454)	(466.492)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(742.657)	(636.777)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(742.657)	(636.777)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	173.203	170.285
Total gasto por impuestos diferidos, neto	173.203	170.285
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(569.454)	(466.492)

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

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

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(805.065)	(629.380)
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	185.041	108.436
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	(9.788)	(37.457)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	0	21.230
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores.	(3.094)	(567)
Efecto impositivo de otras tasas impositivas.	(35.492)	(33.058)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	98.944	104.304
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	235.611	162.888
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	(569.454)	(466.492)

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	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	3.455.870	3.235.745
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	3.455.870	3.235.745
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	18,89	17,69

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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

27.2.- Cuadros de resultados.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Regulada		No regulada		Total	
	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	42.760.962	41.898.049	5.381.709	4.654.486	48.142.671	46.552.535
Costo de ventas	(37.002.636)	(36.389.886)	(3.125.947)	(2.570.525)	(40.128.583)	(38.960.411)
Ganancia bruta	5.758.326	5.508.163	2.255.762	2.083.961	8.014.088	7.592.124
Otros ingresos, por función.	67.908	58.877	0	0	67.908	58.877
Gasto de administración.	(4.365.847)	(4.276.426)	0	0	(4.365.847)	(4.276.426)
Otras ganancias (pérdidas).	(297.649)	(148.223)	0	0	(297.649)	(148.223)
Ingresos financieros.	728.903	555.918	0	0	728.903	555.918
Costos financieros.	(495.845)	(376.856)	0	0	(495.845)	(376.856)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	925.205	637.858	0	0	925.205	637.858
Resultados por unidades de reajuste.	(551.439)	(341.035)	0	0	(551.439)	(341.035)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	1.769.562	1.618.276	2.255.762	2.083.961	4.025.324	3.702.237
Gasto por impuestos a las ganancias.	(118.302)	(112.219)	(451.152)	(354.273)	(569.454)	(466.492)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	1.651.260	1.506.057	1.804.610	1.729.688	3.455.870	3.235.745
Ganancia (pérdida)	1.651.260	1.506.057	1.804.610	1.729.688	3.455.870	3.235.745
Depreciación	1.195.766	1.104.683	0	0	1.195.766	1.104.683
Amortización	1.241	575	0	0	1.241	575
EBITDA	2.657.394	2.395.872	2.255.762	2.083.961	4.913.156	4.479.833

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

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

28.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

28.1.- Juicios y otras acciones legales.

Nombre del juicio : “Central Patache y FPC Energía S.A. con Emelari S.A., Elecda S.A. y Eliqsa S.A.”.
Fecha de inicio : 3 de noviembre de 2009.
Tribunal : 18° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N° : 31714-2009
Materia : Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía : Indeterminada.
Estado : Fallo de primera instancia rechazado, la demandante presenta recurso de apelación.

Nombre del juicio : “Sociedad de proyectos con Eliqsa S.A.”.
Fecha de inicio : 01 de septiembre de 2011.
Tribunal : 1° Juzgado de letras de Iquique.
Materia : Demanda de indemnización de perjuicios.
Cuantía : M\$ 90.000.-
Estado : Etapa de discusión.

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

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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Subsidiaria	31/12/2011			Promedio del período
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Total	
Iquique	2	138	140	139
Alto Hospicio	0	4	4	4
Pozo Almonte	0	3	3	3
Total	2	145	147	146

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

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 2011 y 2010 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 2011, fecha de cierre de estos estados financieros, y su fecha de aprobación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.