



EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.

**ESTADOS FINANCIEROS
INTERMEDIOS
(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes al período terminado al
30 de junio de 2012**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
INDICE

	Página	
I.-	INFORMES DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	6
II.-	ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.	7
	ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
	- Activos	7
	- Patrimonio Neto y Pasivos	8
	ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION.	9
	ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.	10
	ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	11
	ESTADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	13
iii.-	NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.	14
1.-	INFORMACION GENERAL.	14
2.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	14
2.1.-	Bases de preparación de los estados financieros intermedios.	14
2.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	15
2.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2012, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	16
2.4.-	Transacciones en moneda extranjera.	18
2.5.-	Información financiera por segmentos operativos.	19
2.6.-	Propiedades, planta y equipo.	19
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.-	Inventarios.	22
2.13.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	22
2.14.-	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	23
2.15.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	23
2.16.-	Capital social.	23
2.17.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	23
2.18.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	23
2.19.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	24
2.20.-	Beneficios a los empleados.	24
2.21.-	Provisiones.	25
2.22.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	26
2.23.-	Reconocimiento de ingresos.	26
2.24.-	Contratos de construcción.	26
2.25.-	Distribución de dividendos.	27

	Página
3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	27
3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	27
3.2.- Riesgo financiero.	33
3.3.- Control Interno.	37
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	37
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	37
4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	38
4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	38
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	38
6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	39
6.1.- Composición del rubro.	39
6.2.- Estratificación de la cartera.	41
6.3.- Resumen de estratificación de la cartera.	42
6.4.- Cartera protestada y cobranza judicial.	42
6.5.- Provisión y castigo.	43
6.6.- Número y monto de operaciones.	43
7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	43
7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	44
7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.	47
8.- INVENTARIOS.	47
9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	48
10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	48
11.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	49
11.1.- Composición del rubro.	49
11.2.- Inversiones en asociadas.	50
12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	52
12.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	52
12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	54
13.- PROPIEDADES DE INVERSION.	54
13.1 Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	54
13.2 Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	54
13.3 Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	54

	Página
14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	55
14.1.- Vidas útiles.	55
14.2.- Detalle de los rubros.	55
14.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	57
14.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	58
14.5.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	58
14.6.- Costo por intereses.	58
14.7.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	58
15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	60
15.1.- Activos por impuestos diferidos.	60
15.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	60
15.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	60
15.4.- Compensación de partidas.	61
16.- PASIVOS FINANCIEROS.	61
16.1.- Clases de otros pasivos financieros.	61
16.2.- Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.	61
17.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	62
17.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	62
18.- OTRAS PROVISIONES.	62
18.1.- Provisiones – saldos.	62
18.2.- Movimiento de las provisiones.	63
19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	64
19.1.- Detalle del rubro.	64
19.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	64
19.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	64
19.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.	64
19.5.- Hipótesis actuariales.	65
20.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	65
20.1.- Ingresos diferidos.	65
20.2.- Contratos de construcción.	66
21.- PATRIMONIO NETO.	66
21.1.- Capital suscrito y pagado.	66
21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	66
21.3.- Política de dividendos.	67
21.4.- Dividendos.	67

	Página
21.5.- Reservas.	67
21.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	68
22.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	69
22.1.- Ingresos ordinarios.	69
22.2.- Otros ingresos, por función.	69
23.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	69
23.1.- Gastos por naturaleza.	70
23.2.- Gastos de personal.	70
23.3.- Depreciación y amortización.	70
23.4.- Otras ganancias (pérdidas).	70
24.- RESULTADO FINANCIERO.	71
24.1.- Composición unidades de reajuste.	71
25.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	71
25.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	71
25.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	72
25.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	72
26.- GANANCIAS POR ACCION.	73
27.- INFORMACION POR SEGMENTO.	73
27.1.- Criterios de segmentación.	73
27.2.- Cuadros de resultados.	74
28.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	75
28.1.- Juicios y otras acciones legales.	75
28.2.- Sanciones administrativas.	76
28.3.- Restricciones.	76
29.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	76
30.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	76
31.- MEDIO AMBIENTE.	76
32.- HECHOS POSTERIORES.	77

Informe de los Auditores Independientes

Señores

Accionistas y Directores

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

1. Hemos revisado el estado de situación financiera intermedio de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. al 30 de junio de 2012 y los estados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2012 y los correspondientes estados intermedios de flujos de efectivo y de cambios en el patrimonio por el período de seis meses terminado en esa fecha. La Administración de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. es responsable por la preparación y presentación de estos estados financieros intermedios y sus correspondientes notas de acuerdo con la NIC 34 "Información financiera intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Los estados financieros intermedios de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. al 30 de junio de 2011 y por los períodos de seis y tres meses terminados a esta fecha fueron revisados por otros auditores quienes emitieron su informe sin observaciones, con fecha 24 de agosto de 2011.
2. Hemos efectuado nuestra revisión de acuerdo con normas establecidas en Chile. Una revisión de información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos financieros y contables. El alcance de esta revisión es significativamente menor que el de una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es expresar una opinión sobre los estados financieros tomados en su conjunto. Por lo tanto, no expresamos tal opinión.
3. Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera efectuarse a los estados financieros intermedios mencionados en el primer párrafo, para que éstos estén de acuerdo con la NIC 34 incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.
4. Los estados financieros intermedios de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. al 30 de junio de 2012, incluyen el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2011, el que fue auditado por otros auditores quienes expresaron una opinión sin salvedades, con fecha 24 de febrero 2012.

Fernando Zavala C.

Santiago, 29 de agosto de 2012

ERNST & YOUNG LTDA.

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	823.617	833.327
Otros activos no financieros.	10	44.957	34.884
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	20.195.185	16.925.996
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	1.080.361	2.836.161
Inventarios.	8	888.383	109.640
Total activos corrientes		23.032.503	20.740.008
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar.	6	622.383	668.881
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	11	1.844.268	1.828.032
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	15.985	17.780
Propiedades, planta y equipo.	14	61.764.708	60.003.263
Propiedad de inversión.	13	2.057.540	2.057.540
Total activos no corrientes		66.304.884	64.575.496
TOTAL ACTIVOS		89.337.387	85.315.504

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	16	10.915.214	384.448
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	17	16.581.273	13.410.136
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	1.093.247	874.881
Otras provisiones.	18	638.862	629.868
Pasivos por impuestos.	9	61.881	456.538
Otros pasivos no financieros.	20	324.600	187.022
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.		29.615.077	15.942.893
Total pasivos corrientes		29.615.077	15.942.893
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	16	13.995.022	24.238.016
Cuentas por pagar.	17	420.137	425.913
Pasivo por impuestos diferidos.	15	454.108	665.168
Provisiones por beneficios a los empleados.	19	1.792.461	1.723.787
Otros pasivos no financieros.	20	267.207	276.310
Total pasivos no corrientes		16.928.935	27.329.194
TOTAL PASIVOS		46.544.012	43.272.087
PATRIMONIO			
Capital emitido.	21	16.771.834	16.771.834
Ganancias (pérdidas) acumuladas.		16.199.618	15.154.021
Primas de emisión.		138.628	138.628
Otras reservas.	21	9.683.295	9.978.934
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		42.793.375	42.043.417
Total patrimonio		42.793.375	42.043.417
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		89.337.387	85.315.504

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION

Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	al	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	22	37.160.350	36.197.286	18.226.952	18.743.536
Costo de ventas.	23	(29.938.732)	(30.077.605)	(14.404.044)	(15.590.507)
Ganancia bruta		7.221.618	6.119.681	3.822.908	3.153.029
Otros ingresos, por función.	22	406.510	282.373	206.799	139.701
Gasto de administración.	23	(3.212.992)	(3.137.826)	(1.652.239)	(1.438.680)
Otras ganancias (pérdidas).	23	(397.670)	(198.021)	(76.279)	(71.855)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		4.017.466	3.066.207	2.301.189	1.782.195
Ingresos financieros.	24	289.205	163.754	138.778	89.717
Costos financieros.	24	(1.122.711)	(451.851)	(580.123)	(257.173)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	11	57.074	34.207	30.003	16.600
Resultados por unidades de reajuste.	24	(207.318)	(262.210)	(58.782)	(187.278)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		3.033.716	2.550.107	1.831.065	1.444.061
Gasto por impuestos a las ganancias.	25	(529.948)	(444.401)	(381.629)	(267.133)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.928
Ganancia (pérdida)		2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.928
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.928
Ganancia (pérdida)		2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.928
Ganancias por acción					
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)					
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	28	13,85	11,65	8,02	6,51
Ganancia (pérdida) por acción básica.		13,85	11,65	8,02	6,51

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	al	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.928
Total resultado integral		2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.928
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.928
Total resultado integral		2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.928

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

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 01/01/2012	16.771.834	138.628	11.247.048	(1.268.114)	9.978.934	15.154.021	42.043.417	42.043.417
Saldo inicial reexpresado	16.771.834	138.628	11.247.048	(1.268.114)	9.978.934	15.154.021	42.043.417	42.043.417
Cambios en patrimonio								
Ganancia (pérdida).						2.503.768	2.503.768	2.503.768
Resultado integral.							2.503.768	2.503.768
Dividendos.						(1.753.808)	(1.753.808)	(1.753.808)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(294.386)	(1.253)	(295.639)	295.637	(2)	(2)
Total de cambios en patrimonio	0	0	(294.386)	(1.253)	(295.639)	1.045.597	749.958	749.958
Saldo final al 30/06/2012	16.771.834	138.628	10.952.662	(1.269.367)	9.683.295	16.199.618	42.793.375	42.793.375

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los periodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

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	16.771.834	138.628	11.764.240	(1.265.706)	10.498.534	13.476.195	40.885.191	40.885.191
Saldo inicial reexpresado	16.771.834	138.628	11.764.240	(1.265.706)	10.498.534	13.476.195	40.885.191	40.885.191
Cambios en patrimonio								
Ganancia (pérdida).						2.105.706	2.105.706	2.105.706
Resultado integral.							2.105.706	2.105.706
Dividendos.						(1.482.600)	(1.482.600)	(1.482.600)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(235.644)	(1.159)	(236.803)	165.585	(71.218)	(71.218)
Total de cambios en patrimonio	0	0	(235.644)	(1.159)	(236.803)	788.691	551.888	551.888
Saldo final al 30/06/2011	16.771.834	138.628	11.528.596	(1.266.865)	10.261.731	14.264.886	41.437.079	41.437.079

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01/01/2012	01/01/2011
	al	30/06/2012	30/06/2011
	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.		45.329.332	43.003.034
Otros cobros por actividades de operación.		174.643	147.540
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(37.186.161)	(34.678.714)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(2.277.107)	(1.892.267)
Otros pagos por actividades de operación.		(742.594)	(1.336.946)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		40.837	16.879
Intereses recibidos.		67.861	79.453
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados).		(1.089.946)	(318.649)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(92.173)	(41.990)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		4.224.692	4.978.340
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas.	7	(1.016.908)	(4.094.385)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		0	3.000
Compras de propiedades, planta y equipo.		(3.708.523)	(2.511.458)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo.		0	533.239
Cobros a entidades relacionadas.	7	2.706.515	2.441.674
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(2.018.916)	(3.627.930)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
Dividendos pagados.		(1.744.924)	(1.590.370)
Intereses recibidos.		(470.562)	(344.060)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(2.215.486)	(1.934.430)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(9.710)	(584.020)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(9.710)	(584.020)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo.		833.327	1.148.072
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo.	5	823.617	564.052

**EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS
CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2012**

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Antofagasta 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 Antofagasta S.A a Emel Norte S.A.

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

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social en Pedro Aguirre Cerda N° 5558 en la ciudad de Antofagasta en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 0333 y cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. tiene como objeto social principal el de distribuir, transmitir, y comercializar energía eléctrica en la II Región de Chile, teniendo como preocupación la atención a sus clientes, los cuales se encuentran repartidos en las comunas de: Antofagasta, Taltal, Sierra Gorda, Mejillones, Calama y Tocopilla, entre otros.

La emisión de estos estados financieros intermedios correspondientes al período terminado al 30 de junio de 2012, fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 380 de fecha 29 de agosto de 2012, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

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

Los presentes estados financieros de la Sociedad han sido preparados de acuerdo a las Norma Internacional de Contabilidad N° 34 (NIC 34) incorporada a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

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

En la preparación de los estados financieros intermedios se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A.

En la preparación de los estados financieros intermedios 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 intermedios se describen en la Nota N° 4.

Para el período terminado al 30 de junio de 2011 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 30 de junio de 2012. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

2.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por el Grupo.

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2012.

- 2.2.1.- 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 a los estados financieros de la Sociedad.
- 2.2.2.- 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 las propiedades para 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 negocio 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.
- 2.2.3.- 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: adecúa 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.
- 2.2.4.- Se han emitido mejoras a las NIIF en mayo de 2011 para un conjunto de normas e interpretaciones. Las fecha efectivas de adopción de estas modificaciones menores varían de estándar en estándar, pero la mayoría tiene fecha de adopción 1 de enero de 2012.

2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2012, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 2.3.1.- Enmienda a la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las normas internacionales de información financiera”, emitida en marzo de 2012. Añadiendo una excepción para la contabilización de los préstamos del gobierno a tasas de interés por debajo del mercado. Las entidades están obligadas a aplicar las modificaciones en los ejercicios anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada está permitida
- 2.3.2.- Enmienda a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, emitida en junio de 2011. La principal modificación de esta enmienda requiere que los ítems 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.
- 2.3.3.- Enmienda a la NIC 16 “Propiedades, planta y equipos”, emitida en mayo de 2012. La modificación aclara que las piezas de repuestos y el equipo auxiliar que cumplen con la definición de propiedades, planta y equipo no son inventarios. Una entidad aplicará esta modificación retrospectivamente de acuerdo con NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores” para períodos anuales que comiencen a partir de enero 2013 y su adopción anticipada está permitida.
- 2.3.4.- 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.
- 2.3.5.- Enmienda a la NIC 32 “Instrumentos financieros”: “Presentación”, aclara los requisitos para la compensación de activos financieros y pasivos financieros, con el fin de eliminar las inconsistencias de la aplicación del actual criterio compensaciones de NIC 32, La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 2.3.6.- Enmienda a la NIC 34 “Información financiera intermedia”. Emitida en mayo de 2012. La modificación aclara los requerimientos de NIC 34 relacionados con la información de los segmentos de operación de los activos y pasivos totales con el fin de aumentar la coherencia con los requerimientos de IFRS 8 “Segmento de operación”. La modificación establece que los activos y pasivos totales para un segmento de operación particular sólo se revelarán cuando las cantidades son medidos por la alta administración con regularidad y hubo un cambio material en la comparación con la información revelada en los estados financieros anteriores para segmento de operación. Una entidad aplicará esta modificación retrospectivamente de acuerdo con NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores” para períodos anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2013, su adopción anticipada es permitida.
- 2.3.7.- 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.

- 2.3.8.- 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.
- 2.3.9.- Enmienda a la NIIF 7, “Instrumentos financieros”: Información a revelar. Clarifica los requisitos de información a revelar para la compensación de activos financieros y pasivos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada está permitida.
- 2.3.10.- 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 2015 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.
- 2.3.11.- 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. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- 2.3.12.- 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.
- 2.3.13.- NIIF 12, “Revelación de participaciones en otras entidades”. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales muestran que el efecto no será significativo. La Sociedad no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 12. 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.
- 2.3.14.- NIIF 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. La norma es aplicable a contar del 01 de enero de 2013 y su adopción anticipada está permitida.

2.3.15.- 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 en el ejercicio de su primera aplicación.

2.4.- Transacciones en moneda extranjera.

2.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (“moneda funcional”). La moneda funcional de Compañía General de Electricidad 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
30/06/2012	501,84	22.627,36
31/12/2011	519,20	22.294,03
30/06/2011	468,15	21.889,89

CL\$: Pesos chilenos
 US\$: Dólar estadounidense
 UF : Unidades de fomento

2.5.- Información financiera por segmentos operativos.

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

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 incurren.

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 no financiada específicamente.
- Gastos de personal relacionado en forma directa y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reserva 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 de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de dichos bienes.

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 reserva 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.

Las pérdidas o ganancias derivadas de un cambio en el valor razonable de las propiedades de inversión se incluyen en el resultado del ejercicio en que se generan, y se presentan en el rubro otras ganancias (pérdidas) del estado de resultados por función.

2.8.- Activos intangibles.

2.8.1.- Servidumbres.

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

2.8.2.- 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 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 de 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.

Reconocimiento y medición:

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en el Grupo CGE se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no llevados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y el Grupo CGE ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

El Grupo CGE evalúa en la fecha de cada estado de situación financiera si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados, se elimina del patrimonio neto y se reconoce en el estado de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

Los activos y pasivos financieros se exponen netos en el estado de situación financiera cuando existe el derecho legal de compensación y la intención de cancelarlos sobre bases netas o realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

2.12.- Inventarios.

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

Los costos de construcción de obras eléctricas para terceros y de las obras en curso, incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, pero no incluye los costos por intereses.

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

2.13.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

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

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

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

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

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

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

2.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

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

2.16.- Capital social.

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

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

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

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

2.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

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

2.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

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

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

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

El impuesto a la renta diferido se provisiona por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en asociadas, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que al diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

2.20.- Beneficios a los empleados.

2.20.1.- Vacaciones del personal.

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

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

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

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

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

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

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

Los beneficios por cese que no califican con descrito en el punto 2.20.2.- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. El Grupo CGE reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

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

2.20.4.- Participación en las utilidades.

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

2.21.- Provisiones.

La Sociedad reconoce una provisión cuando está obligado 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 de los estados de situación financiera, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

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

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

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

2.23.- Reconocimiento de ingresos.

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

La Sociedad reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de la Sociedad, tal y como se describe a continuación. No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta.

2.23.1.- Ventas de electricidad.

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

2.23.2.- Ingresos por intereses.

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

2.24.- Contratos de construcción.

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método de grado de avance. Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato. Cuando sea probable que los costos del contrato vayan a exceder el total de los ingresos del mismo, la pérdida esperada se reconoce inmediatamente como un gasto, o como parte de un contrato oneroso.

2.25.- Distribución de dividendos.

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

3. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

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

3.1. Descripción del mercado donde opera la Sociedad.

ELECDA participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Antofagasta.

3.1.1. Aspectos regulatorios

Los negocios de ELECDA están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo). 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 Norte S.A., 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 Norte S.A.

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

ELECDA participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 158.366 clientes en la Región de Antofagasta, con ventas físicas que alcanzaron a 406 GWh al cierre del período comprendido entre enero y junio de 2012.

Contratos de suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora cuenta con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado para los clientes del SING con el generador E-CL el cual entró en vigencia el 1 de enero de 2012 por un período de 15 años (dic-2026). Cabe mencionar que la porción del SIC de ELECDA, cuenta con contratos de suministro a precio licitado con ENDESA y GENER con vigencia desde enero de 2010 y hasta el 2019 y 2024, respectivamente.

Demanda

El crecimiento de la demanda se relaciona con el mejoramiento del ingreso y con el desarrollo tecnológico asociado principalmente, en el sector residencial, al 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 en el SING y de 2010 en el SIC, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II), un cargo único por concepto de uso del Sistema

Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

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

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

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

El valor agregado de distribución considera:

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

Para la determinación del valor agregado de distribución, la CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo.

Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPP Industrial, 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 Turismo, 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 encargarse de 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.

ELECDA, 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 productor industrial (IPP Industrial), el índice de precios al consumidor (IPC) y los precios internacionales del Acero, Cobre, y Aluminio.

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

Las tarifas de subtransmisión vigentes son las publicadas en el decreto N° 320, del 09 de enero de 2009, las que tendrán vigencia hasta el 31 de octubre de 2010 y que han sido aplicadas durante el segundo trimestre de 2012 en espera de la publicación de un nuevo decreto.

Precios de Subtransmisión

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

Resumidamente el proceso consiste en calcular una tarifa para los servicios regulados de la empresa transmisora de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantención y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente. Su aplicación se refleja en el último decreto que fija las tarifas de subtransmisión, publicado el 9 de enero de 2009, que rigen desde el 14 de enero de ese año y que estaban vigentes 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, la Sociedad, ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre del primer semestre 2012, la deuda financiera de ELECDA alcanzó a M\$ 24.910.236 la que se encuentra denominada en unidades de fomento o pesos.

2012	M\$	%
Deuda en pesos o UF	24.910.236	100%
Total deuda financiera	24.910.236	100%

2011	M\$	%
Deuda en pesos o UF	24.622.464	100%
Total deuda financiera	24.622.464	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 período, se observa un impacto negativo de M\$ 206.164.

2012		UF	M\$
AL 31-12-2011	No se amortiza en 12 meses	618.500	13.788.858
Al 30/06/2012		618.500	13.995.022
Efecto por unidad de reajuste			206.164

2011		UF	M\$
AL 31-12-2010	No se amortiza en 12 meses	618.500	13.270.258
Al 30/06/2011		618.500	13.538.897
Efecto por unidad de reajuste			268.639

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\$ 139.950 para el período recién concluido.

3.2.2 Riesgo de tasa de interés

Al cierre del segundo trimestre, la deuda financiera de Elecda se encuentra estructurada en un 27% a tasa fija y en un 73% a tasa variable.

2012	M\$	%
Deuda a tasa Fija	6.613.661	27%
Deuda a tasa variable	18.296.575	73%
Total deuda Financiera	24.910.236	100%

2011	M\$	%
Deuda a tasa Fija	6.615.641	27%
Deuda a tasa variable	18.006.823	73%
Total deuda Financiera	24.622.464	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\$ 91.483 de mayor gasto por intereses.

3.2.3 Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

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

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

El flujo que genera la deuda financiera de ELECDA se ha estructurado en un 44% a corto plazo y un 56% a largo plazo, mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

M\$ al 30/06/2012	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	11.584.268	14.503.468	26.087.736
Total	11.584.268	14.503.468	26.087.736
	44%	56%	100%

M\$ al 31/12/2011	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	939.929	25.026.034	25.965.963
Total	939.929	25.026.034	25.965.963
	4%	96%	100%

3.2.4. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy limitado. El corto plazo de cobro a los clientes permite acotar los montos de deuda individuales a través de la gestión de la suspensión de suministro por falta de pago. La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico limitando la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los tres clientes más grandes equivalen a un 5,6% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2012	Ventas	Clientes
Residencial	44,72%	148.525
Industrial	18,71%	577
Comercial	31,51%	7.636
Otros	5,06%	1.628
Total	100,00%	158.366

2011	Ventas	Clientes
Residencial	45,60%	145.993
Industrial	19,05%	570
Comercial	29,93%	7.612
Otros	5,42%	1.564
Total	100,00%	155.739

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 período entre enero y junio 2012, considerando la estructura de compra y venta física y los niveles de precios y tarifas que se observan, es posible determinar que por cada punto porcentual en que se incremente el precio de nudo, se produce un requerimiento a financiar del 76% 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 30 de junio 2012. 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 2012 M\$	Valor Libro al 30-06-2012 M\$	Valor Justo al 30-06-2012 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	24.910.236	24.840.710	-0,3%

Pasivos Financieros 2011 M\$	Valor Libro al 31-12-2011 M\$	Valor Justo al 31-12-2011 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	24.622.464	24.324.727	-1,2%

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 la Nota N° 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.

Al cierre del presente estado financiero la Sociedad no posee estimación de deterioro de la plusvalía comprada.

4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.

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

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota N° 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 transmisión 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 período o ejercicio. Dicho VNR es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston y 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 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	606.268	521.088
Saldos en bancos.	217.349	312.239
Total efectivo.	823.617	833.327

Este rubro está denominado en pesos chilenos.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluidos en los estados de situación financiera al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 no difieren del presentado en los estados de flujos de efectivo.

6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

6.1.- Composición del rubro

La composición del rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Deudores comerciales, neto.	19.660.295	16.265.373	84.392	105.451
Otras cuentas por cobrar, neto.	534.890	660.623	537.991	563.430
Total	20.195.185	16.925.996	622.383	668.881

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Deudores comerciales, bruto.	20.479.415	17.064.192	84.392	105.451
Otras cuentas por cobrar, bruto.	551.801	712.565	537.991	563.430
Total	21.031.216	17.776.757	622.383	668.881

El detalle del deterioro de deudores comerciales al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	Corrientes	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Deudores comerciales.	819.120	798.819
Otras cuentas por cobrar.	16.911	51.942
Total	836.031	850.761

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Saldo inicial.	850.761	884.846
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del periodo ó ejercicio.	0	(111.398)
Aumento (disminución) del periodo ó ejercicio.	(14.730)	77.313
Total	836.031	850.761

El detalle en resultados del deterioro al 30 de junio de 2012 y 2011, por rubros es el siguiente:

Efecto en resultado de la provisión en el período	Saldo al		Saldo al	
	01/01/2012 30/06/2012	01/01/2011 30/06/2011	01/04/2012 30/06/2012	01/04/2011 30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales repactados.	28.458	100	14.595	(4.408)
Deudores comerciales no repactados.	(8.157)	58.631	27.667	31.113
Otras cuentas por cobrar no repactados.	(35.031)	2.141	(33.518)	761
Total	(14.730)	60.872	8.744	27.466

El valor justo de los 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 de 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.

La calidad crediticia en materia de energía eléctrica, las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en sus 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.

El Grupo CGE ha definido las siguientes segmentaciones de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro:

Clientes del segmento electricidad:

Toda deuda superior a tres años de antigüedad es provisionada en un 100%. Adicional a lo anterior se establece un porcentaje a las treinta y seis últimas facturaciones móviles incluido IVA. Asimismo se provisionan en un 100% aquellos clientes que sin cumplir la condición de antigüedad, evidencian un riesgo de incobrabilidad en función de su situación jurídica, como son por ejemplo los deudores en estado de quiebra. Todos los servicios clasificados como Municipales y Fiscales son excluidos de la provisión.

Clientes del segmento servicios:

Toda deuda mayor a 12 meses es deteriorada incluyendo las cuotas vencidas como las por vencer. Las cuotas vencidas ponderan con capital e intereses, en cambio, las cuotas por vencer solo por su parte de capital.

6.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

30/06/2012	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total Corrientes	Total No corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	14.265.647	4.001.369	1.132.553	114.635	103.593	67.224	55.898	30.112	55.215	737.561	20.479.415	84.392
Otras cuentas por cobrar, bruto.	758.134	219.193	9.404	1.748	24.666	1.456	14.379	306	7.254	53.252	551.801	537.991
Provision deterioro	(154.758)	(22.394)	(1.007)	(1.522)	(1.728)	(1.752)	(1.957)	(4.925)	(6.092)	(639.896)	(836.031)	0
Total	14.869.023	4.198.168	1.140.950	114.861	126.531	66.928	68.320	25.493	56.377	150.917	20.195.185	622.383

31/12/2011	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total Corrientes	Total No corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	13.113.916	1.751.064	678.265	136.868	65.542	55.573	42.745	44.103	32.770	1.248.797	17.064.192	105.451
Otras cuentas por cobrar, bruto.	914.689	285.035	3.351	406	306	306	306	306	306	70.984	712.565	563.430
Provision deterioro	(486.559)	(50.495)	(2.873)	(3.107)	(2.600)	(2.653)	(3.129)	(3.645)	(4.630)	(291.070)	(850.761)	0
Total	13.542.046	1.985.604	678.743	134.167	63.248	53.226	39.922	40.764	28.446	1.028.711	16.925.996	668.881

6.3.- Resumen de estratificación de la cartera.

El resumen de estratificación de la cartera al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Tramos de deudas	30/06/2012							
	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	9.636.148	0	0	0	0	9.636.148	0
Por vencer.	86.879	4.906.836	(2.328)	2.962	480.797	(152.430)	5.387.633	(154.758)
Sub total por vencer	86.879	14.542.984	(2.328)	2.962	480.797	(152.430)	15.023.781	(154.758)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	46.231	4.202.182	(15.523)	110	18.380	(6.871)	4.220.562	(22.394)
Entre 31 y 60 días	14.164	1.139.073	(258)	9	2.884	(749)	1.141.957	(1.007)
Entre 61 y 90 días	806	115.850	(1.093)	2	533	(429)	116.383	(1.522)
Entre 91 y 120 días	534	127.273	(898)	3	986	(830)	128.259	(1.728)
Entre 121 y 150 días	423	65.648	(287)	8	3.032	(1.465)	68.680	(1.752)
Entre 151 y 180 días	369	69.577	(1.403)	5	700	(554)	70.277	(1.957)
Entre 181 y 210 días	258	29.848	(4.702)	5	570	(223)	30.418	(4.925)
Entre 211 y 250 días	323	61.677	(5.484)	9	792	(608)	62.469	(6.092)
Más de 250 días	4.929	679.303	(570.803)	337	111.510	(69.093)	790.813	(639.896)
Sub total vencidos	68.037	6.490.431	(600.451)	488	139.387	(80.822)	6.629.818	(681.273)
Total	154.916	21.033.415	(602.779)	3.450	620.184	(233.252)	21.653.599	(836.031)

Tramos de deudas	31/12/2011							
	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	6.896.438	0	0	0	0	6.896.438	0
Por vencer.	105.440	6.262.320	(481.485)	1.069	869.847	(5.074)	7.132.167	(486.559)
Sub total por vencer	105.440	13.158.758	(481.485)	1.069	869.847	(5.074)	14.028.605	(486.559)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	44.611	1.724.676	(46.750)	18	311.423	(3.745)	2.036.099	(50.495)
Entre 31 y 60 días	185	675.480	(2)	8	6.136	(2.871)	681.616	(2.873)
Entre 61 y 90 días	126	136.355	(2.622)	3	919	(485)	137.274	(3.107)
Entre 91 y 120 días	131	65.114	(2.001)	3	734	(599)	65.848	(2.600)
Entre 121 y 150 días	89	54.891	(2.015)	3	988	(638)	55.879	(2.653)
Entre 151 y 180 días	109	41.949	(2.515)	1	1.102	(614)	43.051	(3.129)
Entre 181 y 210 días	90	43.688	(3.012)	2	721	(633)	44.409	(3.645)
Entre 211 y 250 días	124	32.123	(4.023)	346	953	(607)	33.076	(4.630)
Más de 250 días	2.705	524.453	(110.254)	676	795.328	(180.816)	1.319.781	(291.070)
Sub total vencidos	48.170	3.298.729	(173.194)	1.060	1.118.304	(191.008)	4.417.033	(364.202)
Total	153.610	16.457.487	(654.679)	2.129	1.988.151	(196.082)	18.445.638	(850.761)

6.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente, los cuales forman parte de la cartera morosa:

Cartera en cobranza judicial	Saldo al					
	30/06/2012		31/12/2011			
	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada	Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada	Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada		
Número clientes cartera protestada o en cobranza judicial			9	3	12	5
Cartera protestada o en cobranza judicial		M\$	8.125	1.302	1.657	35.302
Total		M\$	8.125	1.302	1.657	35.302

6.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 30 de junio de 2012 y 2011 es el siguiente:

Provisión y castigos	01/01/2012 30/06/2012 M\$	01/01/2011 30/06/2011 M\$	01/04/2012 30/06/2012 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$
Provisión cartera no repactada	(56.208)	38.359	(12.576)	18.325
Provisión cartera repactada	28.458	100	14.595	(4.408)
Recuperos del periodo	13.020	22.413	6.725	13.549
Total	(14.730)	60.872	8.744	27.466

6.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 30 de junio de 2012 y 30 de junio de 2011 es el siguiente:

Número y monto operaciones	Servicios Regulados				
	30/06/2012		30/06/2011		
	Total detalle por tipo de operaciones, Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones, Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones, Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones, Acumulado Anual	
Provisión de deterioro	M\$	8.744	(14.730)	27.466	60.872
Número de operaciones		468.890	949.273	462.214	934.198
Monto de las operaciones	M\$	18.226.952	37.160.350	18.743.536	36.197.286
Total	M\$	18.226.952	37.160.350	18.743.536	36.197.286

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

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

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

La Sociedad, tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el período o ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los 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 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 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		
							30/06/2012	31/12/2011	
							M\$	M\$	
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	569	286	
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	3.480	792	
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	305.682	297.088	
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	1.281	708	
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	43.952	105.723	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	112	143	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.826	6.624	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	721.996	2.424.100	
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	venta de energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	463	373	
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	324	
TOTALES								1.080.361	2.836.161

7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 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	
							30/06/2012	31/12/2011
							M\$	M\$
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	926	1.534
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.031	1.455
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	5.402	3.717
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	2.202	1.235
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	189	162
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	24.720	24.342
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	228.962	21.587
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	87.890	100.548
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	103.004	93.821
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	426.998	387.174
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	194.933	201.428
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	1.987
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	16.945	3.714
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	45	63
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	32.114
TOTALES							1.093.247	874.881

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los períodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.

Transacciones													
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01/01/2012	Efecto en	01/01/2011	Efecto en	01/04/2012	Efecto en	01/04/2011	Efecto en
						30/06/2012	resultados	30/06/2011	resultados	30/06/2012	resultados	30/06/2011	resultados
						monto	(cargo) / abono						
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	0	0	3.629.079	0	0	0	3.629.079	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	1.689.607	0	1.976.368	0	867.261	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses cobrados	CL \$	67.861	55.365	79.453	39.370	21.480	18.269	46.859	4.119
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Ex-Matriz	Servicios recibidos	CL \$	0	0	577.225	(577.225)	0	0	144.561	(144.561)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Ex-Matriz	Compra de materiales	CL \$	0	0	35.850	0	0	0	16.912	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Servicios prestados	CL \$	1.554	1.554	21.965	21.965	1.554	1.554	21.553	21.553
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Compra de materiales	CL \$	51.500	0	0	0	0	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Venta de materiales	CL \$	11.226	0	0	0	538	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Venta de energía	CL \$	747	747	0	0	295	295	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Coligante	Compra de materiales	CL \$	0	0	12.000	0	0	0	0	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Servicios prestados	CL \$	129.224	129.224	113.224	113.224	70.515	70.515	56.973	56.973
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de energía	CL \$	705	(705)	1.195	1.195	(955)	(2.365)	494	494
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	369	(369)	0	0	180	(180)	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	1.425	(1.425)	0	0	1.425	(1.425)	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	31.427	0	0	0	31.427	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	80.000	(80.000)	70.167	(70.167)	42.667	(42.667)	42.652	(42.652)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	126	(126)	0	0	0	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	16.077	16.077	18.807	18.807	8.038	8.038	9.404	9.404
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	26.504	26.504	15.825	15.825	9.699	9.699	7.035	7.035
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL \$	124.254	(124.254)	124.284	(124.284)	62.305	(62.305)	60.124	(60.124)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	492.286	(492.286)	410.897	(410.897)	242.525	(242.525)	200.277	(200.277)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL \$	15.335	(15.335)	21.915	(21.915)	9.914	(9.914)	10.331	(10.331)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	1.045	(1.025)	0	0	1.045	(1.025)	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	43.199	0	0	0	4.230	0	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	9.419	(9.419)	655	(655)	1.812	(1.812)	655	(655)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	1.217.132	(106.771)	1.098.782	(88.516)	722.180	(36.751)	575.434	(40.508)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL \$	41.577	(41.577)	2.111	(2.111)	16.844	(16.844)	2.111	(2.111)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	462	462	0	0	462	462	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	117.300	0	20.459	0	83.287	0	20.459	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	81.128	(81.128)	55.994	(55.994)	30.051	(30.051)	39.048	(39.048)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	300	300	0	0	300	300	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	2.277	2.277	179	179	1.133	1.133	179	179
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	60	(60)	598	(598)	43	(43)	405	(405)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	19.681	(19.681)	18.199	(18.199)	10.244	(10.244)	(5.567)	5.567
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	126.581	(126.581)	48.265	(48.265)	75.667	(75.667)	21.339	(21.339)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	10.455	10.455	0	0	6.351	6.351	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	1.825	(1.825)	5.183	(5.183)	1.825	(1.825)	763	(763)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	997	(700)	332	0	927	(700)	332	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	876.560	(876.560)	292.609	(292.609)	438.419	(438.419)	292.609	(292.609)
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	CL \$	49.955	0	0	0	16.876	0	0	0
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	220	220	0	0	0	0	0	0
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	0	0	25	(25)	0	0	25	(25)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	27.659	0	0	0	22.065	0	0	0

7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de Elecda S.A. está compuesto por cinco miembros, los cuales permanecen por un período de 2 años en sus funciones, pudiendo éstos reelegirse.

En Junta Ordinaria de Accionistas, N° 24 celebrada con fecha 16 de marzo de 2012 se reeligió el Directorio de la Sociedad, de acuerdo a lo siguiente:

Rafael Salas Cox	Presidente
Eduardo Rafael Morandé Montt	Vicepresidente
Jorge Eduardo Marín Correa	Director
José Luis Hornauer Herrmann	Director
Andrés Pérez Cruz	Director

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente zonal, un Subgerente comercial y un Subgerente de operaciones. Además, esta Sociedad gerencialmente depende de Emel Norte S.A.

7.2.1.- Remuneración del Directorio.

El artículo décimo tercero de los estatutos sociales establece que el cargo de Director no es remunerado.

7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al Equipo Gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 126.361 por el período terminado al 30 de junio de 2012, (M\$ 155.211 en el período 2011).

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

8.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Materias primas.	11.838	11.838
Trabajos en curso.	888.383	107.929
Provisión de deterioro.	(11.838)	(10.127)
Total	888.383	109.640

9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el período terminado al 30 de junio de 2012 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011.

Activos por impuestos	Corriente	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Pagos provisionales mensuales.	646.842	1.117.209
Créditos al impuesto.	26.345	25.511
Total	673.187	1.142.720

Pasivos por impuestos	Corriente	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	735.068	1.599.258
Total	735.068	1.599.258

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

Activo / pasivos por impuestos, neto	Corriente	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Pasivos por impuestos por pagar.	61.881	456.538

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011.

Otros activos no financieros	Corrientes	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Gastos pagados por anticipado.	27.922	17.878
Garantías de arriendo.	17.035	17.006
	44.957	34.884

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

11.1.- Composición del rubro.

Al 30 de junio de 2012

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 31/12/2011 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Saldo al 30/06/2012 M\$
Inversiones en asociadas.	1.828.032	57.074	(40.838)	1.844.268
TOTALES	1.828.032	57.074	(40.838)	1.844.268

Al 31 de diciembre de 2011

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2011 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Saldo al 31/12/2011 M\$
Inversiones en asociadas.	1.803.373	74.208	(49.549)	1.828.032
TOTALES	1.803.373	74.208	(49.549)	1.828.032

11.2.- Inversiones en asociadas.

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

Saldos al 30 de junio de 2012.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31/12/2011 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Saldo al 30/06/2012 M\$
Transemel S.A.	Chile	CL \$	11,00000%	11,00000%	1.828.032	57.074	(40.838)	1.844.268
TOTALES					1.828.032	57.074	(40.838)	1.844.268

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 01/01/2011 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Saldo al 31/12/2011 M\$
Transemel S.A.	Chile	CL \$	11,00000%	11,00000%	1.803.373	74.208	(49.549)	1.828.032
TOTALES					1.803.373	74.208	(49.549)	1.828.032

11.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 30 de junio de 2012.

Inversiones en asociadas	30/06/2012									
	% 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\$
Transemel S.A.	11,00000%	1.457.985	25.064.205	26.522.190	3.722.081	6.034.038	9.756.119	1.811.378	(1.292.526)	518.852
TOTALES		1.457.985	25.064.205	26.522.190	3.722.081	6.034.038	9.756.119	1.811.378	(1.292.526)	518.852

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\$
Transemel S.A.	11,00000%	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		1.102.233	24.420.467	25.522.700	8.904.230	0	8.904.230	3.138.980	(2.464.362)	674.618

12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

12.1 Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por servidumbres y programas informáticos.

Su detalle al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Programas informáticos, neto.	8.962	10.757
Otros activos intangibles identificables, neto.	7.023	7.023
Total	15.985	17.780

Clases de activos intangibles, bruto	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Programas informáticos, bruto.	2.560.938	2.560.938
Otros activos intangibles identificables, bruto.	7.023	7.023
Total	2.567.961	2.567.961

Clase de amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	2.551.976	2.550.181
Total	2.551.976	2.550.181

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	2.551.976	2.550.181
Total	2.551.976	2.550.181

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 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 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	2012		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2012	10.757	7.023	17.780
Amortización.	(1.795)	0	(1.795)
Cambios, total	(1.795)	0	(1.795)
Saldo final de activos intangibles identificables al 30/06/2012	8.962	7.023	15.985

Movimientos en activos intangibles	2011		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	1.718	7.023	8.741
Adiciones.	12.050	0	12.050
Amortización.	(2.931)	0	(2.931)
Otros incrementos (disminuciones).	(80)	0	(80)
Cambios, total	9.039	0	9.039
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2011	10.757	7.023	17.780

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 30 de junio de 2012 es el siguiente:

Detalle de otros activos intangibles identificables al 30/06/2012	Importe en libros de activo individual intangible significativo	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
	M\$	
Servidumbres.	5.612	Indefinida
Otros. (Servidumbres)	1.411	Definida
Total	7.023	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 30 de junio de 2012 y 2011 se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	desde al	01/01/2012 30/06/2012	01/01/2011 30/06/2011	01/04/2012 30/06/2012	01/04/2011 30/06/2011
	Ref. Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Gastos de administración.	23.3	1.795	783	897	419
Total		1.795	783	897	419

12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

12.2.1.- Servidumbres.

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

13.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Saldo Inicial	2.057.540	3.424.134
Retiros, propiedades de inversión.	0	(1.443.979)
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	0	77.385
Cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable, total	0	(1.366.594)
Total	2.057.540	2.057.540

Las tasaciones para los efectos de determinar el valor razonable de 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	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	2.057.540	2.057.540
Total	2.057.540	2.057.540

13.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01/01/2012 30/06/2012 M\$	01/01/2011 30/06/2011 M\$	01/04/2012 30/06/2012 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	89.986	82.892	45.511	38.309

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 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Construcciones en curso.	6.053.565	4.846.638
Terrenos.	1.600.552	1.600.552
Edificios.	1.619.907	1.637.498
Planta y equipo.	49.858.511	49.093.481
Subestaciones de poder.	10.614.702	10.800.156
Lineas de transporte energía.	2.535.204	2.616.467
Subestaciones de distribución.	6.835.098	6.465.818
Líneas y redes de media y baja tensión.	28.885.199	28.166.272
Medidores.	988.308	1.044.768
Equipamiento de tecnología de la información	16.397	23.426
Instalaciones fijas y accesorios	1.066.617	1.053.091
Equipos de comunicaciones.	89.031	84.502
Herramientas.	514.017	503.828
Muebles y útiles.	139.043	140.173
Instalaciones y accesorios diversos.	324.526	324.588
Vehículos de motor.	401.079	435.578
Otras propiedades, planta y equipo.	1.148.080	1.312.999
Total	61.764.708	60.003.263

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

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Construcciones en curso.	6.053.565	4.846.638
Terrenos.	1.600.552	1.600.552
Edificios.	2.262.755	2.256.701
Planta y equipo.	66.478.968	64.867.718
Subestaciones de poder.	12.279.992	12.302.543
Lineas de transporte energía.	4.743.710	4.743.710
Subestaciones de distribución.	9.795.328	9.319.517
Líneas y redes de media y baja tensión.	37.134.034	35.990.392
Medidores.	2.525.904	2.511.556
Equipamiento de tecnología de la información	111.217	110.592
Instalaciones fijas y accesorios	2.838.837	2.747.748
Equipos de comunicaciones.	374.048	361.438
Herramientas.	1.530.556	1.481.765
Muebles y útiles.	337.218	330.684
Instalaciones y accesorios diversos.	597.015	573.861
Vehículos de motor.	1.123.294	1.123.295
Otras propiedades, planta y equipo.	1.148.080	1.312.999
Total	81.617.268	78.866.243

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

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Edificios.	642.848	619.203
Planta y equipo.	16.620.457	15.774.237
Subestaciones de poder.	1.665.290	1.502.387
Lineas de transporte energía.	2.208.506	2.127.243
Subestaciones de distribución.	2.960.230	2.853.699
Líneas y redes de media y baja tensión.	8.248.835	7.824.120
Medidores.	1.537.596	1.466.788
Equipamiento de tecnología de la información	94.820	87.166
Instalaciones fijas y accesorios	1.772.220	1.694.657
Equipos de comunicaciones.	285.017	276.936
Herramientas.	1.016.539	977.937
Muebles y útiles.	198.175	190.511
Instalaciones y accesorios diversos.	272.489	249.273
Vehículos de motor.	722.215	687.717
Total	19.852.560	18.862.980

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

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

Movimiento al 30 de junio de 2012.

Movimiento año 2012		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 01/01/2012		4.846.638	1.600.552	1.637.498	49.093.481	23.426	1.053.091	435.578	1.312.999	60.003.263
Cambios	Adiciones.	3.077.931	0	0	(19.845)	0	0	0	173.536	3.231.622
	Retiros.		0	0	(321.370)	0	0	0	0	(321.370)
	Gasto por depreciación.			(23.645)	(1.005.447)	(7.654)	(77.563)	(34.498)	0	(1.148.807)
	Otros incrementos (decrementos).	(1.871.004)	0	6.054	2.111.692	625	91.089	(1)	(338.455)	0
	Total cambios	1.206.927	0	(17.591)	765.030	(7.029)	13.526	(34.499)	(164.919)	1.761.445
Saldo Final al 30/06/2012		6.053.565	1.600.552	1.619.907	49.858.511	16.397	1.066.617	401.079	1.148.080	61.764.708

Movimiento al 31 de diciembre de 2011.

Movimiento año 2011		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2011		2.740.769	1.556.514	1.464.213	48.398.056	26.783	796.282	469.608	699.139	56.151.364
Cambios	Adiciones.	5.721.294	0	0	0	0	3.154	0	967.963	6.692.411
	Desapropiaciones	0	0	0	0	(108)	0	0	(2.500)	(2.608)
	Retiros.		0	0	(536.626)	(400)	(1.239)	0	(7.809)	(546.074)
	Gasto por depreciación.			(41.949)	(2.026.291)	(8.740)	(126.652)	(68.769)	0	(2.272.401)
	Otros incrementos (decrementos).	(3.615.425)	44.038	215.234	3.258.342	5.891	381.546	34.739	(343.794)	(19.429)
Total cambios	2.105.869	44.038	173.285	695.425	(3.357)	256.809	(34.030)	613.860	3.851.899	
Saldo Final al 31/12/2011		4.846.638	1.600.552	1.637.498	49.093.481	23.426	1.053.091	435.578	1.312.999	60.003.263

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 tanto 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, 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 integral. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 5.127.159, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 30 de junio de 2012 asciende al valor de M\$ 8.685.738 (ver Nota 14.7).

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	30/06/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	321.370	546.074
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	3.077.931	5.721.294

14.6.- Costo por intereses.

Durante el período terminado al 30 de junio de 2012 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

14.7.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, así como los equipos, instalaciones y redes de distribución 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 y transmisión 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 especializados.

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencias 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 y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución fueron efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos.

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

En el caso de los Terrenos y Edificios el método utilizado como se señaló 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 este fuera depreciado por la Sociedad.

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Terrenos.	393.440	393.440
Edificios.	1.463.206	1.473.835
Planta y equipo.	38.026.345	36.913.596
Total	39.882.991	38.780.871

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el período terminado al 30 de junio de 2012 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011.

Valor revaluado de propiedades, planta y equipo	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Saldo inicial	13.550.660	14.173.782
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluados.	(92.959)	(55.063)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluados.	(261.722)	(568.059)
Movimiento del ejercicio	(354.681)	(623.122)
Total	13.195.979	13.550.660

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Construcción en curso.	6.053.565	4.846.638
Equipamiento de tecnologías de la información.	16.397	23.426
Instalaciones fijas y accesorios.	1.066.617	1.053.091
Vehículos de motor.	401.079	435.578
Otras propiedades, planta y equipo.	1.148.080	1.312.999
Total	8.685.738	7.671.732

15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

15.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipo.	919.448	840.581
Relativos a intangibles.	711	690
Relativos a provisiones.	456.963	357.317
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados	361.249	406.025
Relativos a otros.	51.663	35.502
Total	1.790.034	1.640.115

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

15.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipo.	2.243.316	2.303.612
Relativos a acumulaciones (o devengos).	826	1.671
Total	2.244.142	2.305.283

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	1.640.115	1.201.952
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	149.919	438.163
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	149.919	438.163
Total	1.790.034	1.640.115

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	1.640.115	1.201.952
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(61.141)	438.163
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(61.141)	438.163
Total	1.578.974	1.640.115

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\$
30/06/2012			
- Activos por impuestos diferidos	1.790.034	(1.790.034)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(2.244.142)	1.790.034	(454.108)
Total	(454.108)	0	(454.108)
31/12/2011			
- Activos por impuestos diferidos	1.640.115	(1.640.115)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(2.305.283)	1.640.115	(665.168)
Total	(665.168)	0	(665.168)

16.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

16.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	30/06/2012		31/12/2011	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.		CL \$	10.698.248	0	247.897	10.449.158
Préstamos bancarios.		UF	216.966	13.995.022	136.551	13.788.858
Total préstamos bancarios			10.915.214	13.995.022	384.448	24.238.016
Total			10.915.214	13.995.022	384.448	24.238.016

CL \$: Pesos chilenos

UF : Unidad de fomento.

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

Saldos al 30 de junio de 2012.

País	ciudad deudc	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes			No Corrientes		
								Vencimientos			Total corrientes 30/06/2012 M\$	Vencimientos 1 hasta 2 años M\$	Total no corrientes 30/06/2012 M\$
								hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$			
Chile	Elecda S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al vencimiento	5,52%	5,52%	Sin Garantía	155.470	0	6.458.190	6.613.660	0	0
Chile	Elecda S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	3,60%	3,60%	Sin Garantía	127.890	0	127.890	127.890	8.145.850	8.145.850
Chile	Elecda S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	6,87%	6,44%	Sin Garantía		89.445	3.995.143	4.084.588	0	0
Chile	Elecda S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	3,56%	3,56%	Sin Garantía	89.076	0	89.076	89.076	5.849.172	5.849.172
Total								372.436	89.445	10.453.333	10.915.214	13.995.022	13.995.022

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

País	ciudad deudor	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes			No Corrientes		
								Vencimientos		Total corrientes 31/12/2011	Vencimientos		Total no corrientes 31/12/2011
								hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$		1 hasta 2 años M\$	más de 2 hasta 3 años M\$	
Chile	Elecda S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al vencimiento	5,52%	5,52%	Sin Garantía	157.451	0	157.451	6.458.190	0	6.458.190
Chile	Elecda S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	2,26%	2,26%	Sin Garantía	80.111	0	80.111	0	8.025.851	8.025.851
Chile	Elecda S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	6,84%	6,41%	Sin Garantía	0	90.446	90.446	3.990.968	0	3.990.968
Chile	Elecda S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,26%	2,26%	Sin Garantía	56.440	0	56.440	0	5.763.007	5.763.007
Total								294.002	90.446	384.448	10.449.158	13.788.858	24.238.016

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

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Proveedores de energía.	13.062.232	8.924.710	0	0
Retenciones.	1.171.851	953.676	0	0
Dividendos por pagar.	119.475	115.143	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	514.572	808.982	0	0
Proveedores no energéticos.	640.019	1.418.834	0	0
Acreedores varios.	901.063	828.641	420.137	425.913
Otros.	172.061	360.150	0	0
Total	16.581.273	13.410.136	420.137	425.913

17.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	Corrientes	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Vacaciones del personal.	172.689	204.576
Bonificaciones de feriados.	62.296	115.452
Participación sobre resultados	279.587	488.954
Total	514.572	808.982

18.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

18.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	527.816	559.564
Otras provisiones.	111.046	70.304
Total	638.862	629.868

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. 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, (detalle de juicios en nota N° 28).

18.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 30 de junio de 2012.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2012	559.564	70.304	629.868
Provisiones adicionales.	0	4.600	4.600
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(937)	85.938	85.001
Provisión utilizada.	0	(27.454)	(27.454)
Reversión de provisión no utilizada.	(30.811)	(22.342)	(53.153)
Total cambios en provisiones	(31.748)	40.742	8.994
Saldo final al 30/06/2012	527.816	111.046	638.862

Saldos al 31 diciembre de 2011.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	556.678	64.347	621.025
Provisiones adicionales.	0	1.108	1.108
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	2.886	47.992	50.878
Provisión utilizada.	0	(43.143)	(43.143)
Total cambios en provisiones	2.886	5.957	8.843
Saldo final al 31/12/2011	559.564	70.304	629.868

19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

19.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.792.461	1.723.787
Total	1.792.461	1.723.787

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial	1.567.079	1.461.493
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	126.080	134.580
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	37.934	71.613
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(71.236)	(28.629)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(30.347)	(71.978)
Total	1.629.510	1.567.079

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.	1.629.510	1.567.079
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	1.629.510	1.567.079
Otros importes reconocidos en el balance.	162.951	156.708
Total	1.792.461	1.723.787

19.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

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
	01/01/2012 30/06/2012 M\$	01/01/2011 30/06/2011 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	126.080	63.020	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	37.934	47.807	Costos Financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios	(71.236)	0	Otras ganancias (pérdidas)
Total gastos reconocidos en resultados	92.778	110.827	

19.5.- Hipótesis actuariales

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

Detalle	30/06/2012	31/12/2011
Tasa de descuento utilizada.	4,9	4,9
Tasa de inflación.	3,0	3,0
Aumento futuros de salarios.	2,0	2,0
Tabla de mortalidad.	RV - 2009	
Tabla de invalidez.	30 % de la RV - 2009	
Tabla de rotación.	2,92	

20.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Ingresos diferidos. (*)	255.936	126.730	0	0
Garantías recibidas en efectivo.	46.153	35.629	0	0
Ganancia actuarial diferida.	22.511	24.663	267.207	276.310
Total	324.600	187.022	267.207	276.310

20.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	244.492	126.186
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	11.444	544
Total	255.936	126.730

El movimiento de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	126.730	258.372
Adiciones.	1.374.239	1.473.799
Imputación a resultados.	(1.245.033)	(1.605.441)
Total	255.936	126.730

20.2.- Contratos de construcción.

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

20.2.1.- Margen del período por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	549.713	706.154	227.895	454.516
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	(370.533)	(467.362)	(190.874)	(301.749)
Margen de contratos en construcción	179.180	238.792	37.021	152.767

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

Detalle	30/06/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	2.669.960	1.666.715
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	244.492	126.186

21.- PATRIMONIO NETO.

21.1.- Capital suscrito y pagado.

Los objetivos de ELECDA al administrar el capital son el 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 por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera consolidado más la deuda neta.

En este sentido, la Sociedad ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación.

Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 16.771.834.

21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 el capital de la Sociedad, está representado por 180.804.998, acciones sin valor nominal.

21.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 16 de marzo de 2012, 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 quedará 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.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 361 de fecha 21 de febrero de 2011, acordó repartir el dividendo definitivo N° 87 de \$ 5,10000 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\$ 922.105.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 364 de fecha 25 de mayo de 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 88 de \$ 3,10000 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\$ 560.495.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 368 de fecha 24 de agosto de 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 89 de \$ 5,10000 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\$ 922.105.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°371, celebrada el día 23 de noviembre de 2011, se aprobó el pago de un dividendo provisorio N° 90 de \$5,10 por acción con cargo a las utilidades acumuladas de enero a septiembre de 2011, el cual se pagó con fecha 28 de diciembre de 2011, por un total de M\$ 922.105.

En Junta Ordinaria de Accionistas N°24, celebrada el día 16 de marzo de 2012, se aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 91 de \$5,10 por acción con cargo a las utilidades acumuladas de enero a diciembre de 2011, el cual se pagó con fecha 10 de abril de 2012, por un total de M\$ 922.105.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°377, celebrada el día 22 de mayo de 2012, se aprobó el pago de un dividendo provisorio N° 92 de \$4,60 por acción con cargo a las utilidades acumuladas de enero a marzo de 2012, el cual se pagó con fecha 25 de junio de 2012, por un total de M\$ 831.703.

21.5.- Reservas.

En el ítem de otras reservas dentro del patrimonio, se incluyen los siguientes conceptos:

21.5.1.- Superávit de revaluación.

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

Con fecha 31 de diciembre de 2010 se efectuó el último 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 ascendió a M\$ 4.255.542 y el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 30 de junio de 2012 asciende a M\$ 10.952.662, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del período neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 294.386.

21.5.2.- Otras reservas.

En este rubro se incluye:

- a) 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\$ (1.370.701).
- b) Venta participación en Essei por M\$ 62.261.
- c) Revaluación propiedades, planta y equipo por participación en asociadas. El monto por este concepto asciende a M\$ 39.073.

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

Movimientos al 30 de junio de 2012.

Movimiento de otros resultados integrales al 30/06/2012	Porción atribuible a accionistas de la matriz	Total
	Importe neto M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	2.503.768	2.503.768
Total resultado integral	2.503.768	2.503.768

Movimientos al 30 de junio de 2011.

Movimiento de otros resultados integrales al 30/06/2011	Porción atribuible a accionistas de la matriz	Total
	Importe neto M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	2.105.706	2.105.706
Total resultado integral	2.105.706	2.105.706

22.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

22.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ventas	32.579.960	32.728.273	15.914.430	16.713.492
Venta de energía.	32.579.335	32.728.128	15.914.041	16.713.349
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	625	145	389	143
Prestaciones de servicios	4.580.390	3.469.013	2.312.522	2.030.044
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	1.695.880	1.458.240	840.239	774.084
Arriendo de equipos de medida.	158.692	145.797	77.701	72.784
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	267.578	182.685	122.645	111.443
Apoyos en postación.	128.652	109.398	66.982	54.729
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	2.108.977	1.379.219	1.091.853	913.310
Otras prestaciones	220.611	193.674	113.102	103.694
Total	37.160.350	36.197.286	18.226.952	18.743.536

La Sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los períodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.

22.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	89.986	82.893	45.511	38.309
Otros ingresos de operación.	316.524	199.480	161.288	101.392
Total	406.510	282.373	206.799	139.701

23.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 30 de junio de 2012 y 2011 que se adjunta, se descomponen como se indica en 23.1, 23.2, 23.3 y 23.4.

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Costo de venta	29.938.732	30.077.605	14.404.044	15.590.507
Costo de administración	3.212.992	3.137.826	1.652.239	1.438.680
Total	33.151.724	33.215.431	16.056.283	17.029.187

23.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compra de energía.	25.495.756	25.978.109	12.315.303	13.309.522
Gastos de personal.	2.019.654	1.766.561	970.190	927.970
Gastos de operación y mantenimiento.	1.968.672	1.816.978	886.876	1.095.086
Gastos de administración.	2.517.040	2.531.454	1.317.350	1.132.309
Depreciación.	1.148.807	1.121.546	565.667	563.881
Amortización.	1.795	783	897	419
Total	33.151.724	33.215.431	16.056.283	17.029.187

23.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	1.538.176	1.303.134	762.534	674.955
Beneficios a corto plazo a los empleados.	298.031	226.338	206.790	161.359
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	75.477	63.020	23.301	31.510
Otros gastos de personal.	107.970	174.069	(22.435)	60.146
Total	2.019.654	1.766.561	970.190	927.970

23.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciación				
Costo de ventas.	1.134.932	1.109.654	559.125	557.899
Gasto de administración.	13.875	11.892	6.542	5.982
Total depreciación	1.148.807	1.121.546	565.667	563.881
Amortización				
Gasto de administración.	1.795	783	897	419
Total amortización	1.795	783	897	419
Total	1.150.602	1.122.329	566.564	564.300

23.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipo.	(321.370)	(262.850)	(90.861)	(159.079)
Venta de chatarra.	0	27.788	0	27.788
Venta de propiedades, planta y equipo.	0	58.820	0	58.820
Venta acciones.	766	0	766	0
Juicios o arbitrajes.	(84.929)	(19.423)	10.871	(1.317)
Otras (pérdidas) ganancias.	(2.335)	(18.292)	(1.644)	(2.915)
Otras ganancias.	10.198	15.936	4.589	4.848
Total	(397.670)	(198.021)	(76.279)	(71.855)

24.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los períodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01/01/2012 30/06/2012	01/01/2011 30/06/2011	01/04/2012 30/06/2012	01/04/2011 30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$

Ingresos financieros				
Intereses comerciales.	46.391	65.207	23.132	33.613
Otros ingresos financieros.	242.814	98.547	115.646	56.104
Total Ingresos financieros	289.205	163.754	138.778	89.717

Costos financieros				
Gastos por préstamos bancarios.	(550.958)	(403.936)	(284.245)	(233.193)
Otros gastos.	(571.753)	(47.915)	(295.878)	(23.980)
Total costos financieros	(1.122.711)	(451.851)	(580.123)	(257.173)

Unidad de reajuste				
Otros activos no financieros.	30	45	8	32
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	4.775	5.964	931	3.059
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	0	7	0	5
Activos por impuestos.	1.258	7.299	658	7.125
Otros pasivos financieros.	(207.377)	(270.646)	(58.500)	(194.373)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(4.392)	(2.373)	(1.426)	(1.327)
Otras provisiones.	0	(45)	0	(32)
Provisiones por beneficios a los empleados.	(1.612)	(2.461)	(453)	(1.767)
Total resultados por unidades de reajuste	(207.318)	(262.210)	(58.782)	(187.278)

Total resultado financiero	(1.040.824)	(550.307)	(500.127)	(354.734)
-----------------------------------	--------------------	------------------	------------------	------------------

25.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante el período de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2012 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 529.948 y M\$ 444.401 en el mismo período 2011.

Durante los períodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011, 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 2012 y 2011 (a un 18,5% y 20%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(709.114)	(548.645)	(497.401)	(358.039)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior.	(41)	0	(41)	0
Otros gastos por impuesto corriente.	(31.853)	(34.006)	(18.189)	(19.227)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(741.008)	(582.651)	(515.631)	(377.266)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	211.060	119.168	134.002	85.937
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o	0	0	0	5.114
Otro gasto por impuesto diferido.	0	19.082	0	19.082
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	211.060	138.250	134.002	110.133
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	(529.948)	(444.401)	(381.629)	(267.133)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(741.008)	(582.651)	(515.631)	(377.266)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(741.008)	(582.651)	(515.631)	(377.266)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	211.060	138.250	134.002	110.133
Total gasto por impuestos diferidos, neto	211.060	138.250	134.002	110.133
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(529.948)	(444.401)	(381.629)	(267.133)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por el período de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2012	01/01/2011	01/04/2012	01/04/2011
	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(561.237)	(510.021)	(338.747)	(288.812)
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	8.609	6.841	5.251	(1.794)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	86.577	120.748	13.781	80.001
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	0	0	0	5.114
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores.	(41)	19.082	(41)	19.082
Efecto impositivo de otras tasas impositivas.	(31.853)	(34.006)	(18.189)	(19.227)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	(32.003)	(47.045)	(43.684)	(61.497)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	31.289	65.620	(42.882)	21.679
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	(529.948)	(444.401)	(381.629)	(267.133)

26.- GANANCIAS POR ACCION.

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

Ganancias (pérdidas) básicas por acción	01/01/2012 30/06/2012	01/01/2011 30/06/2011	01/04/2012 30/06/2012	01/04/2011 30/06/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.928
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.928
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	13,85	11,65	8,02	6,51
Cantidad de acciones	180.804.998	180.804.998	180.804.998	180.804.998

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 y distribución de electricidad, servicios regulados y no regulados).

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 períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2012 y 2011 es el siguiente:

27.2.- Cuadros de resultado.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Regulado				No regulado				Total			
	01/01/2012 30/06/2012 M\$	01/01/2011 30/06/2011 M\$	01/04/2012 30/06/2012 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$	01/01/2012 30/06/2012 M\$	01/01/2011 30/06/2011 M\$	01/04/2012 30/06/2012 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$	01/01/2012 30/06/2012 M\$	01/01/2011 30/06/2011 M\$	01/04/2012 30/06/2012 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	34.030.113	33.907.239	16.629.938	17.344.402	3.130.237	2.290.047	1.597.014	1.399.134	37.160.350	36.197.286	18.226.952	18.743.536
Costo de ventas	(28.415.250)	(28.673.264)	(13.636.590)	(14.557.864)	(1.523.482)	(1.404.341)	(767.454)	(1.032.643)	(29.938.732)	(30.077.605)	(14.404.044)	(15.590.507)
Ganancia bruta	5.614.863	5.233.975	2.993.348	2.786.538	1.606.755	885.706	829.560	366.491	7.221.618	6.119.681	3.822.908	3.153.029
Otros ingresos, por función.	406.510	282.373	206.799	139.702	0	0	0	0	406.510	282.373	206.799	139.702
Gasto de administración.	(3.212.992)	(3.137.826)	(1.652.239)	(1.438.680)	0	0	0	0	(3.212.992)	(3.137.826)	(1.652.239)	(1.438.680)
Otros gastos, por función.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras ganancias (pérdidas).	(397.670)	(198.021)	(76.279)	(71.855)	0	0	0	0	(397.670)	(198.021)	(76.279)	(71.855)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	2.410.711	2.180.501	1.471.629	1.415.705	1.606.755	885.706	829.560	366.491	4.017.466	3.066.207	2.301.189	1.782.196
Ingresos financieros.	289.205	163.754	138.778	89.717	0	0	0	0	289.205	163.754	138.778	89.717
Costos financieros.	(1.122.711)	(451.851)	(580.123)	(257.173)	0	0	0	0	(1.122.711)	(451.851)	(580.123)	(257.173)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	57.074	34.207	30.003	16.600	0	0	0	0	57.074	34.207	30.003	16.600
Resultados por unidades de reajuste.	(207.318)	(262.210)	(58.782)	(187.278)	0	0	0	0	(207.318)	(262.210)	(58.782)	(187.278)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	1.426.961	1.664.401	1.001.505	1.077.571	1.606.755	885.706	829.560	366.491	3.033.716	2.550.107	1.831.065	1.444.062
Gasto por impuestos a las ganancias.	(208.597)	(621.542)	(215.717)	(532.541)	(321.351)	177.141	(165.912)	265.408	(529.948)	(444.401)	(381.629)	(267.133)
Ganancia (pérdida)	1.218.364	1.042.859	785.788	545.030	1.285.404	1.062.847	663.648	631.899	2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.929
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	1.218.364	1.042.859	785.788	545.030	1.285.404	1.062.847	663.648	631.899	2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.929
Ganancia (pérdida)	1.218.364	1.042.859	785.788	545.030	1.285.404	1.062.847	663.648	631.899	2.503.768	2.105.706	1.449.436	1.176.929
Depreciación	1.148.807	1.121.546	565.667	563.881	0	0	0	0	1.148.807	1.121.546	565.667	563.881
Amortización	1.795	783	897	419	0	0	0	0	1.795	783	897	419
EBITDA	3.958.983	3.500.851	2.114.472	2.051.860	1.606.755	885.706	829.560	366.491	5.565.738	4.386.557	4.962.143	2.418.351

28.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

28.1.- Juicios y otras acciones legales.

1. Nombre del juicio: "Fisco con Elecda"

Fecha: 20 de agosto de 2008.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Antofagasta.
Materia: Traslado de instalaciones eléctricas cuya restitución de financiamiento alega el fisco.
Cuantía: M\$ 516.502.
Rol N°: 3642-2008
Estado: Sentencia de primera instancia rechazó la demanda. Posteriormente, revocando la sentencia referida, la Corte de Apelaciones de Antofagasta, acogió la demanda y condenó a ELECDA al pago de \$516.502.326. Se encuentra pendiente recurso de casación de fondo presentado por ELECDA. Se hace presente que, en relación con los hechos que son objeto de este proceso, se presentó una solicitud de declaración de inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional del artículo 41 del DFL MOP N°850 de 1997. Dicho recurso se encuentra en acuerdo para sentencia.

2. Nombre del juicio: "Valencia EIRL con Elecda"

Fecha: 23 de marzo de 2009.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Antofagasta
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por daños a equipos médicos como consecuencia de variación del voltaje.
Cuantía: M\$ 647.107.
Rol N°: 938-2009
Estado: Fallo de primera instancia condenó a ELECDA al pago de \$68.341.280. con fecha 29 de mayo de 2012, la Corte de Apelaciones de Antofagasta, aumentó la indemnización referida en \$4.4143.280. Pendiente el plazo para presentar un recurso de casación en el fondo.

3. Nombre del juicio: "Rivera con Elecda"

Fecha: 16 de octubre de 2009.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Antofagasta
Materia: Accidente eléctrico con resultado de muerte ocurrido el 18 de septiembre de 2008 y que fue provocado por el contacto de un mástil de bandera con línea energizada.
Cuantía: M\$ 200.000.
Rol N°: 4.790-2009
Estado: Pendiente dictación del auto de prueba.

De acuerdo a la opinión de nuestros asesores legales, y en consideración a los antecedentes disponibles, la Sociedad ha provisionado M\$ 527.816 por los juicios ya señalados.

28.2 - Sanciones administrativas.

La Sociedad ha provisionado la suma de M\$ 106.446 por procedimientos administrativos sancionatorios de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y M\$ 4.600 por concepto de compensaciones relativo a la interrupción de suministro.

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 DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad para el período terminado al 30 de junio de 2012 y al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Subsidiaria	30/06/2012				Promedio del período
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Antofagasta	2	113	0	115	117
Calama	1	45	0	46	45
Tocopilla	0	9	0	9	9
Mejillones	0	5	0	5	5
Tal-Tal	0	3	0	3	3
Total	3	175	0	178	179

Subsidiaria	31/12/2011				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Antofagasta	2	116	0	118	115
Calama	1	44	0	45	44
Tocopilla	0	9	0	9	9
Mejillones	0	3	0	3	3
Tal-Tal	0	4	0	4	4
Total	3	176	0	179	175

31.- MEDIO AMBIENTE.

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

Al período terminado al 30 de junio de 2012 y al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolso futuro en la materia.

32.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 30 de junio de 2012, 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.